



# Recueil des Actes Administratifs du SYDESL publié le 11 juin 2021

---

**Le présent recueil a fait l'objet d'une publication le 11 juin 2021**

Les documents dont il est fait référence peuvent être consultés :

\* *en version papier*

Au secrétariat de Direction du SYDESL  
200, bld de la Résistance  
71000 MACON

\* *sous forme informatique*

Ce recueil est consultable sur le site du SYDESL : [Sydesl.fr](http://Sydesl.fr)

# REUNION DU BUREAU ET DU COMITE SYNDICAL DU 3 JUIN 2021

(DATE DE CONVOCATION : 27 MAI 2021)

LES DELIBERATIONS NUMEROTEES CI-DESSOUS BS/21-003 ET CS21-032 A CS21-055 ONT ETE TRANSMISES AU CONTROLE DE LEGALITE EN DATE DU 11 JUIN 2021 ET AFFICHEES LE 11 JUIN 2021.

DELIBERATION DU BUREAU SYNDICAL	
BS/21-003	Attribution des aides Habiter Mieux.
DELIBERATIONS DU COMITE SYNDICAL	
CS21-032	Convention pour le nouveau fonds d'avance sur subvention pour la réhabilitation des logements avec PROCIVIS et le Département
CS21-033	Candidature à l'appel à manifestation d'intérêt de l'ADEME pour la création de postes de conseillers en énergies renouvelables à l'échelle régionale
CS21-034	Convention financière avec les communes pour la réalisation d'études énergétiques
CS21-035	Mise en place d'une tarification des Infrastructures de Recharge pour Véhicules Electriques (IRVE) et conventions financières
CS21-036	Convention avec les communes pour la gestion des certificats d'économie d'énergie (CEE)
CS21-037	Statuts de la SAS CENTRALES VILLAGEOISES SOLEIL SUD BOURGOGNE
CS21-038	Très Haut Débit (THD) - Convention appuis communs avec la Ville de MACON
CS21-039	Fonds de Mutualisation Télécom (FMT) : modifications du règlement d'intervention pour les communes adhérentes
CS21-040	Système d'Information Géographique du SYDESL : intégration du module de gestion de l'assainissement collectif
CS21-041	Signature du nouveau contrat de concessions distribution de l'électricité
CS21-042	Création d'un service soumis à TVA au sein du budget principal pour l'activité « électrification »
CS21-043	Modification du terme E en un nouveau terme I, les conséquences pour les communes urbaines au sens du régime d'électrification.
CS21-044	Fonds de concours DAVAYE
CS21-045	Fonds de concours EPERVANS
CS21-046	Fonds de concours LE MIROIR

CS21-047	Fonds de concours LE MIROIR
CS21-048	Fonds de concours MELLECEY
CS21-049	Fonds de concours MELLECEY
CS21-050	Fonds de concours OUROUX SUR SAONE
CS21-051	Fonds de concours SAINT GERMAIN DU BOIS
CS21-052	Fonds de concours SAINT MARTIN SOUS MONTAIGU
CS21-053	Fonds de concours SAINT RADEGONDE
CS21-054	Fonds de concours TANCON
CS21-055	Adoption de la décision modificative n° 1 - 2021



SYNDICAT DÉPARTEMENTAL  
ÉNERGIE SAÔNE-ET-LOIRE

Envoyé en préfecture le 11/06/2021

Reçu en préfecture le 11/06/2021

Affiché le 11/06/2021

ID : 071-257102582-20210603-BS\_21\_003-DE

N° BS/21-003

SLOW

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE  
Département de Saône et Loire

**EXTRAIT DE REGISTRE**  
des délibérations du Bureau syndical  
du Syndicat Départemental d'Énergie de Saône et Loire (SYDESL)  
Séance du 3 juin 2021

Nombre de Membres en exercice : 21

Nombre de Membres présents : 15

**N° BS/21-003**

**Attribution des aides Habiter Mieux**

**Le trois du mois de juin de l'année deux mille vingt-et-un, le Bureau Syndical du SYDESL s'est réuni à Mâcon à 9 heures 30, après convocation légale sous la présidence de M. Jean SAINSON, Président.**

**Etaient présents :**

MM. THEBAULT - MENNELLA –REYNAUD – PLET – VARIN – FRIZOT - VIRELY – MARTIN – PROTET – VERCHERE – VIEUX – BORDAT - POUCHELET – SAINSON – DESSOLIN.

**Etaient absents ou excusés avec pouvoir :**

M. CHAUVET pouvoir à M. VIRELY.  
M. MAYA pouvoir à M. MENNELLA.  
MM. GENET- FIERIMONTE – GELIN - DEYNOUX

**Assistaient :**

Mmes SEVESTRE –FITON-CHAVALLE – MAZILLE - MM. – JACCON - DÉGROLARD – DE MONREDON – OVISTE - JOURNET.

Le Président constate que le quorum est atteint et ouvre la séance.

Le Bureau syndical a été convoqué le 27 mai 2021.

Le compte rendu de cette séance sera affiché au plus tard le 25 juin 2021.

## Attribution des aides Habiter Mieux

Le Président rappelle le cadre de la convention conclue avec l'Agence Nationale de l'Habitat (ANAH) pour le dispositif Habiter Mieux, le SYDESL a inscrit une enveloppe de 100 000€ au budget 2021 destinée à subventionner à hauteur d'un montant unitaire de 500 € les opérations de rénovations énergétiques de logements de particuliers domiciliés dans une commune de moins de 5000 habitants. La subvention versée par le SYDESL vient en complément des aides attribuées par le dispositif Habiter Mieux.

**Cet exposé entendu et après en avoir délibéré, le Bureau syndical décide, à l'unanimité :**

- D'arrêter la liste des ménages éligibles au programme Habiter mieux pour l'octroi de l'aide à la rénovation de logement de 500 €, conformément au tableau ci-après.

Fait en séance les jours, mois et an que dessus,

Le Président,

Jean SAINSON



## Paielements subventions HABITER MIEUX

### Bureau Syndical du 03 JUIN 2021

Civilité	N° dossier	Nom du demandeur	Adresse	Code Postal	Commune	Montant à verser (€)
<b>Année 2018</b>						
Monsieur	071011427	NAUDIN JEAN PHILIPPE	46 RESIDENCE DE L'ARLOIS	71680	CRECHES SUR SAONE	500
<b>Année 2019</b>						
Monsieur	071012621	CORSIN BENOIT	LE BOURG	71250	BLANOT	500
Monsieur	071013379	SIMERAY SEBASTIEN	287 ROUTE DU MOULIN DE LA RAQUETTE	71580	SAVIGNY EN REVERMONT	500
Monsieur	071014356	CHAPET JEAN PAUL	45 ROUTE DE SENS	71330	SAINTE GERMAIN DU BOIS	500
Madame	071013181	POIREE DANIELE	LIEU DIT JANVIER	71740	TANCON	500
Madame	071013318	MINVILLE EMILIE	FANGY	71490	TINTRY	500
Monsieur	071013514	BARRAUT MICHEL	2 RUE DU DOUBS	71350	SERMESSE	500
Madame	071013725	LEVEQUE ISABELLE	26 ROUTE DE SAINT LEGER DU BOIS	71400	DRACY SAINT LOUP	500
<b>Année 2020</b>						
Madame	071015027	DANIEL SYLVIE	3153 ROUTE DE JULIENAS	71570	LA CHAPELLE DE GUINCHAY	500
Monsieur	071015063	VILLARD FRANCOIS	CHEMIN DES MENARDS	71110	ARTAIX	500
Monsieur	071014587	MEYNIER DENIS	12 IMPASSE DES FONTAINES	71240	ETRIGNY	500
Monsieur	071015167	RHETY GUY	1 RUE DU STADE	71530	SASSENAY	500
Madame	071015365	FAVRE TETE VALENTINE	80 CHEMIN DE LA COLLONGE	71118	SAINTE MARTIN BELLE ROCHE	500
Monsieur	071015340	JOBARD MICHEL	LES BARAQUES	71430	PALINGES	500

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE  
 Département de Saône et Loire

**EXTRAIT DE REGISTRE**  
 des délibérations du Comité Syndical  
 du Syndicat Départemental d'Énergie de Saône et Loire (SYDESL)  
 Séance du 3 juin 2021

Nombre de Membres en exercice :  
 74  
 Nombre de Membres présents : 32  
 Nombre de pouvoirs : 15  
 Nombre de mandats : 809  
 Pour : 809  
 Abstentions : 0

**CS21-032**

**Convention pour le nouveau fonds d'avance sur  
 subvention pour la réhabilitation des logements avec  
 PROCIVIS et le Département**

**Le trois du mois de juin de l'année deux mille vingt et un, le Comité syndical du SYDESL s'est réuni à Mâcon, salle Henri Guillemain, à 14 heures, après convocation légale sous la présidence de M. Jean SAINSON, Président.**

**Etaient présents** : MM. BAJAU – RENAUD – PERCHE – MENNELLA – PERRAUD – BERTHET – CHASSERY – MME GONCALVES – MM. REYNAUD – PLET – GIRARDEAU – VARIN – FRIZOT – PISSELOUP – VIRELY – MARTIN – CHAILLET – PROTET – VOGEL – VERCHERE – PERRUCAUD – VIEUX – BORDAT – BURTIN – MAYA – CORNIER – POUCHELET – DEYNOUX – SAINSON – CHARLEUX – POPILLE – DESSOLIN.

**Participaient en visioconférence (sans droit de vote)** : MM. CHAPUIS – GENET – MME SARANDAO – DURAND – SALCE – MME MAUNY.

**Etaient excusés avec pouvoir** :

M. CHAUVET	pouvoir à	M. VIRELY	M. DURAND	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. GUILLEMAUT	pouvoir à	M. CHASSERY	M. SALCE	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. SPARTA	pouvoir à	M. MENNELLA	M. LACHEZE	Pouvoir à	M. PERRUCAUD
M. THEBAULT	pouvoir à	M. SAINSON	M. BERNARD	Pouvoir à	M. VIEUX
M. HES	pouvoir à	M. MAYA	MME MAUNY	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. CHAVIGNON	Pouvoir à	M. PERRUCAUD	M POIZEAU	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. PICARD	Pouvoir à	M. MENNELLA	M. BERGMANN	Pouvoir à	M. MAYA
M. CHAPUIS	Pouvoir à	M. SAINSON			

**Etaient absents dont excusés** : MME ANDRE - MM. VERJUX - PLATRET – DUMAINE – FEVRE – JOYET – LE CLOIREC - LANCIAU – RAGOT – MENAGER - KRZYWONOS – MARECHAL - CLERC – PATRU – FIERIMONTE - DAUGE – PINARD – TARDY – MAITRE – CARON – RIBOULIN – GELIN – BERTHIER – LAROCLETTE - AVENAS.

**Assistaient** : MME SEVESTRE - MM. JACCON – JOURNET - DÉGROLARD – DE MONREDON – OVISTE - MME FITON CHAVALLE – MME MAZILLE - M. SEBERT (Payeur Départemental).

Le Président constate que le quorum est atteint et ouvre la séance.

Il est procédé conformément à l'article L. 2121.15 du Code Général des Collectivités Territoriales, à l'élection d'un secrétaire pris dans le Comité ; M. REYNAUD ayant obtenu l'unanimité des suffrages, a été désigné pour remplir ces fonctions qu'il a acceptées.

Le Comité syndical a été convoqué le 27 mai 2021.

Le compte rendu de cette séance sera affiché au plus tard le 25 juin 2021.

## **Convention pour le nouveau fonds d'avance sur subvention pour la réhabilitation des logements avec PROCIVIS et le Département.**

Le Président expose que la convention de partenariat avec la SACICAP PROCIVIS BSA adoptée par le Comité Syndical du 24 octobre 2017 visait la constitution d'un fonds d'avance sur subventions destiné aux publics très modestes relevant du Programme d'Intérêt Général (PIG) « Bien vivre dans son logement ». Cette convention regroupait le Conseil Départemental à hauteur de 150 000 €, la Fédération Française du Logement à hauteur de 70 000 € et le SYDESL à hauteur de 150 000 €.

Le PIG s'est terminé le 31 décembre 2019, entraînant le retrait du Conseil Départemental et de la FFL 71 en septembre 2020. Le SYDESL a néanmoins décidé de maintenir sa participation dans le fonds d'avance, afin de ne pas compromettre les dossiers déjà en cours avant la création d'une solution de remplacement.

Dans le cadre du nouveau Plan habitat adopté par l'Assemblée départementale du 10 juillet 2020, il a été décidé de reconduire ce dispositif. Un budget de 100 000 € a été voté pour l'année 2021.

Ce dispositif a su montrer toute sa pertinence et son efficacité en permettant à de nombreux ménages très modestes de rénover leur logement.

En effet, les avances sur subvention sont un véritable levier pour :

- Faciliter l'engagement et le déroulement des projets de travaux en levant un blocage financier,
- Sécuriser le paiement des entreprises qui sont réglées directement par le fonds départemental,
- Garantir l'affectation des aides à leur objet : les subventions sont versées directement au fonds et ne risquent pas de combler un découvert bancaire ou d'être utilisées à d'autres dépenses par les bénéficiaires,
- Assurer la bonne conduite du projet et le paiement complet auprès des entreprises, par la vérification de la capacité du bénéficiaire à régler son éventuel reste à charge (épargne prêts) en complément des subventions dont l'avance est engagée.

Le fonds d'avance s'adressera aux propriétaires occupants très modestes et modestes relevant des opérations programmées d'amélioration de l'habitat (OPAH) et de PIG locaux. En effet, la mobilisation de ce dispositif nécessite l'intervention d'un opérateur pour aider le ménage à constituer son dossier auprès de la SACICAP PROCIVIS.

Ainsi, le fonds d'avance pourra être pleinement mobilisé dans la mesure où de nombreuses OPAH et PIG sont en cours dans le département, et permettra de contribuer à l'atteinte des objectifs fixés par les conventions de partenariat dont le Département est signataire. En ce sens, ce dispositif pourra contribuer à la mise en œuvre des actions en faveur de la rénovation thermique des logements inscrites dans le Plan habitat du Département.



L'avance sur subvention sécurise le paiement des travaux aux artisans, évitant ainsi des tensions préjudiciables aux travaux engagés. La SACICAP avance le montant des subventions à percevoir au ménage à réception des factures des artisans. Elle perçoit les subventions lorsqu'elles sont versées par les institutions, dans le cadre de reconnaissances de dettes, validées par les personnes concernées par les travaux.

En cas d'écart entre la subvention notifiée et la subvention perçue, la SACICAP PROCIVIS BSA établit, en accord avec les personnes, des modalités de remboursements échelonnées.

Ainsi, le système d'avance sur subvention ne représente pas de risques importants de perte financière : l'organisme connaît une perte de l'ordre de 3 à 4 % (dû principalement au décès du bénéficiaire avant remboursement initial).

La convention prévoit que le montant de l'apport en trésorerie sera remboursé à l'extinction du fonds départemental. Les frais de gestion de ce fonds sont estimés à 2 % hors taxes du montant apporté par les contributeurs, soit 2 000 € pour le Département.

La SACICAP PROCIVIS BSA s'engage à gérer ce fonds, à instruire les dossiers transmis par les partenaires, à recouvrer les créances et à rendre compte annuellement de cette gestion.

Les partenaires et les opérateurs considèrent qu'une expérimentation d'un an est nécessaire afin d'évaluer le nombre de ménages utilisant le fonds et l'implication des opérateurs dans le dispositif avant de prolonger le fonds.

Il est donc proposé d'adopter une convention (document annexe) d'un an au titre de l'année 2021 avec le Conseil Départemental et la SACICAP PROCIVIS BSA. A la fin de cette année, une évaluation du dispositif sera réalisée. Si le bilan montre une bonne mobilisation du fonds, une nouvelle convention d'une durée de 2 ans sera proposée.

Dans ce cadre, le SYDESL, déjà contributeur du précédent fonds, transférerait sa participation de 150 000 € au nouveau fonds.

**Cet exposé entendu et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité, décide :**

- De valider le projet et le contenu de la convention en annexe ;
- D'autoriser le Président à signer ladite convention, ainsi que tout document administratif permettant sa mise en application.

Fait en séance les jours, mois et an que dessus,

Le Président,

Jean SAINSON



**DIRECTION DE L'INSERTION ET DU LOGEMENT SOCIAL**  
Service Logement social



**CONVENTION**  
**AVEC LA SACICAP PROCIVIS BOURGOGNE SUD-ALLIER ET LE SYNDICAT**  
**DEPARTEMENTAL D'ENERGIE DE SAONE-ET-LOIRE POUR LA CONSTITUTION D'UN FONDS**  
**DEPARTEMENTAL D'AVANCE SUR SUBVENTION POUR DES TRAVAUX VISANT LE**  
**TRAITEMENT DE LA PRECARITE ÉNERGETIQUE ET L'INDIGNITE**

**Entre**

Le Département de Saône-et-Loire, représenté par son Président, dûment habilité par délibération de l'Assemblée départementale du 7 mai 2021,

La SACICAP PROCIVIS Bourgogne Sud – Allier, Société Anonyme Coopérative d'Intérêt Collectif pour l'Accession à la Propriété à capital variable, 220 rue du Km 400, 71000 MACON, immatriculée au RCS de MACON sous le numéro 685 750 713, représentée par Monsieur Claude PHILIP, en qualité de Président du Conseil d'Administration, ayant tout pouvoir à l'effet des présentes en vertu de son mandat, et ci-après désignée PROCIVIS BSA,

Et Le Syndicat départemental d'énergie de Saône-et-Loire (SYDESL), cité de l'Entreprise, 200 boulevard de la Résistance, 71000 MACON, représentée par son Président Monsieur Jean SAINSON,

Vu le Code général des collectivités territoriales pris en son article L. 3211-1 notamment,

Vu le Plan Environnement adopté par l'Assemblée départementale du 18 juin 2020.

Vu le Plan Habitat adopté par l'Assemblée départementale du 10 juillet 2020,

Vu l'initiative de la SACICAP Procivis Bourgogne Sud – Allier visant à constituer un fonds départemental destiné à faciliter la liquidité des ménages engagés dans des travaux et à sécuriser le paiement des artisans, en permettant le préfinancement des aides publiques,

Vu la délibération de l'Assemblée départementale du 7 mai 2021, approuvant la constitution de ce fonds départemental et fixant sa participation à ce fonds, pour les publics très modestes et modestes accompagnés dans le cadre des opérations programmées d'amélioration de l'habitat (OPAH) et des programmes d'intérêt général (PIG) locaux,



## DIRECTION DE L'INSERTION ET DU LOGEMENT SOCIAL

Service Logement social

Vu la délibération du Comité syndical du SYDESL du 3 juin 2021 autorisant le Président à signer la convention cadre de création du fonds,

**il est convenu ce qui suit :**

### Préambule

Le Département, dans le respect de ses compétences, soutient les initiatives qui sont facteurs de dynamisme et d'attractivité de son territoire.

Dans le cadre de ses politiques de solidarités, de développement et d'animation des territoires menées en application du Code général des collectivités territoriales, le Département de Saône-et-Loire soutient les institutions publiques, structures publiques ou privées et associations qui :

- l'accompagnement dans l'exercice de ses compétences et politiques publiques,
- respectent l'esprit de la loi du 1<sup>er</sup> juillet 1901 reconnaissant le droit d'association ainsi que les principes d'intervention du Service public,
- facilitent la promotion et l'inclusion sociale des publics en difficultés et l'épanouissement individuel et collectif des citoyens,
- recherchent la mixité sociale, géographique et générationnelle dans l'accès aux activités proposées,
- s'engagent dans la prévention des conduites à risque et dans la mise en place d'actions de développement durable.

Dans le cadre de sa politique de logement social, le Département copilote avec l'Etat le Plan départemental d'actions pour le logement des personnes défavorisées (PDALHPD) et soutient les actions en faveur de l'accès et du maintien dans un logement adapté. Un des axes forts de sa politique en faveur du logement s'inscrit dans la lutte contre la précarité énergétique et l'habitat indigne.

C'est pourquoi le Département a mis en œuvre un Plan Habitat qui fait partie des 5 actions phares du Plan environnement départemental adopté par l'Assemblée départementale du 18 juin 2020. Ainsi, grâce à ce nouveau dispositif, un plus grand nombre de Saône-et-Loiriens pourront adapter leur logement aux effets du réchauffement climatique et accéder à la performance énergétique, en faisant appel aux nombreux artisans qualifiés de Saône-et-Loire, permettant ainsi de stimuler la relance économique du territoire nécessaire en raison de la pandémie du Covid 19.

Ce dispositif vise des personnes ayant des ressources modestes bénéficiant d'un accompagnement dédié, à la fois technique et administratif, pour mener à bien leur projet de travaux et améliorer substantiellement leurs conditions d'habitat.

Cette action s'inscrit pleinement dans les compétences du Département, chef de file de l'action sociale.

PROCIVIS BSA est un organisme qui vise à faciliter la faisabilité des projets de travaux des ménages les plus modestes en pratiquant une avance de subventions destinée d'une part à sécuriser le paiement des travaux auprès des artisans et, d'autre part à dispenser ces ménages aux ressources modestes d'un apport de trésorerie souvent insurmontable. A ce titre, PROCIVIS BSA participe pleinement à la politique départementale en matière d'amélioration de l'habitat et contribue à la lutte contre l'habitat indigne et la précarité énergétique, axe fort de la politique du département.

PROCIVIS BSA est engagée depuis plus de 10 ans en faveur de l'accès à des conditions d'habitat décentes pour les ménages les plus démunis. Dans le cadre de ses missions sociales, l'organisme accorde et gère des avances qui permettent aux plus modestes de réaliser des travaux. Elle a consacré, sur fonds propres, près de 14 Millions d'euros à ces missions sociales.

Cet engagement s'inscrit dans le cadre de conventions nationales signées en 2007 et 2018 avec l'Etat et l'Union d'économie sociale pour l'accèsion à la propriété (UES-AP) et accompagne les



## DIRECTION DE L'INSERTION ET DU LOGEMENT SOCIAL

Service Logement social

politiques locales de lutte contre la précarité énergétique, pour l'adaptation de l'habitat au handicap et au vieillissement, les sorties d'insalubrité et la rénovation des copropriétés fragiles et en difficulté, mises en place par l'Etat et les Collectivités.

La constitution d'un fonds départemental d'avance des subventions liées aux travaux d'amélioration de l'habitat, auquel participeront les différents acteurs locaux en matière de lutte contre la précarité énergétique et l'habitat indigne est un enjeu fort pour permettre aux plus démunis de disposer d'un logement adapté, décent, économe et sûr.

### Article 1 : Objet et durée de la convention

La présente convention a pour objet de fixer :

- les conditions des apports du Département et du SYDESL au fonds départemental dont la gestion est assurée par PROCIVIS BSA, ainsi que les conditions de leur restitution,
- la rétribution de la mission de gestion de ce fonds par PROCIVIS BSA,
- les modalités d'utilisation de ce fonds par la PROCIVIS BSA au bénéfice des propriétaires auxquels il est destiné : conditions d'octroi, gestion et recouvrement des préfinancements consentis sur le fonds Départemental.

Cette convention est conclue pour l'année 2021. Elle pourra être reconduite après une évaluation du dispositif.

### Article 2 : Montant de la contribution

Le Département de Saône-et-Loire contribue au fonds départemental par un apport en trésorerie d'un montant de 100 000 € pour l'année 2021 au bénéficiaire indiqué à l'article 1, conformément à la délibération du Conseil départemental du 7 mai 2021.

Par décision du comité syndical du , le SYDESL contribue au fonds départemental par un apport en trésorerie d'un montant de 150 000 € toutes taxes comprises.

PROCIVIS BSA est l'organisme dépositaire, comptable et gestionnaire de ce fonds départemental durant la durée de la convention.

A ce titre, la mission confiée à PROCIVIS BSA (instruction, engagement, gestion et recouvrement) sera indemnisée à hauteur de 2% hors taxes des montants préfinancés, figurant aux contrats de reconnaissance de dettes signés.

Un tableau de suivi des contrats d'engagement et les reconnaissances de dettes en feront foi.

Cette indemnisation fera l'objet d'un relevé de facturation annuelle transmis au Département et sera prélevée par le gestionnaire sur le fonds après validation du Département.

Un décompte récapitulatif de l'ensemble de ces frais de gestion et des facturations correspondantes sera, en outre, joint au moment et en accompagnement de la restitution des fonds au Département.

Le gestionnaire du fonds s'engage à ne demander ni percevoir au titre de la délivrance des préfinancements, aucune rémunération de la part des propriétaires ou des entreprises.



## DIRECTION DE L'INSERTION ET DU LOGEMENT SOCIAL

Service Logement social

### Article 3 : Modalités de versement de la contribution

Le Département et le SYDESL verseront leur contribution respective de 100 000 € et 150 000 € au fonds départemental, après la signature de la convention.

Le gestionnaire du fonds départemental étant PROCVIS BSA, les contributions du Département et du SYDESL seront versées au compte xxxxx... (les références complètes du compte seront indiquées dans la version signée de la convention), selon les procédures comptables et budgétaires en vigueur et sous réserve du respect par l'organisme des obligations mentionnées à l'article 9.

### Article 4 : Définition et objectif du fonds départemental

Le fonds est destiné à être constitué par un apport en trésorerie de plusieurs partenaires et acteurs de la politique habitat du département de Saône-et-Loire.

Il permet le préfinancement des aides et subventions accordées aux particuliers pour la réalisation de travaux visant le traitement de la précarité énergétique, de l'indécence, l'insalubrité, dans le cadre d'opérations conduites et financées par l'Etat, l'Anah, le Département, les collectivités territoriales (OPAH, PIG).

En effet, dans certains cas, outre le financement du reste à charge, la nécessité de préfinancer les subventions attendues pour la réalisation des projets (pour l'essentiel réglées en fin de travaux) constitue un blocage et conduit à l'abandon, ou reporte sur les entreprises qui réalisent les travaux cet effort de trésorerie, par la mise en attente du règlement de leurs factures.

La mobilisation des avances accessibles sur certaines subventions (Anah) ne permet pas toujours de lever cette impasse financière dans laquelle se retrouvent les propriétaires.

Le Département et le SYDESL se portent comme les premiers contributeurs de ce fonds afin d'inciter les partenaires à l'abonder afin de mettre en synergie les politiques menées au service des particuliers, dans le cadre de la lutte contre la précarité énergétique et le logement indigne ou inadapté.

Les avances de subventions consenties dans le cadre du fonds départemental permettent de :

- faciliter l'engagement et le déroulement de projets de travaux en levant un blocage financier,
- sécuriser le paiement des entreprises qui sont réglées directement par le fonds départemental,
- garantir l'affectation des aides à leur objet : les subventions sont versées au fonds et ne risquent pas de combler un découvert bancaire ou d'être utilisées à d'autres dépenses par les bénéficiaires,
- assurer la conduite à bonne fin du projet et le paiement complet des entreprises, par la vérification de la capacité du bénéficiaire à régler son éventuel reste à charge (épargne, prêt) en complément des subventions dont le préfinancement est assuré.

### Article 5 : Les bénéficiaires des avances consenties via le fonds départemental

Il s'agit de propriétaires occupants très modestes et modestes, accompagnés dans le cadre des OPAH et PIG locaux, bénéficiaires d'aides aux travaux et ne disposant pas de la trésorerie ou du financement suffisant pour leur permettre de régler la totalité de leurs factures de travaux, dans l'attente de la perception de ces aides qui, sauf acomptes, sont versées à l'achèvement du chantier.

### Article 6 : Restitution des dotations au Département :

Durant toute la durée de la convention, les sommes perçues en remboursement des préfinancements de subventions auprès des bénéficiaires seront réaffectées au fonds pour être réengagées sur de nouveaux dossiers de préfinancements.



**DIRECTION DE L'INSERTION ET DU LOGEMENT SOCIAL**

Service Logement social

A l'issue de la convention ou à sa dénonciation par l'une ou l'autre des parties suivant les dispositions prévues aux articles 11 et 12, toutes les sommes disponibles au sein du fonds seront restituées au Département, au SYDESL et aux éventuels autres contributeurs au prorata de leurs apports.

Pour les sommes encore engagées, à cette échéance, dans des contrats d'avances en cours : elles seront remboursées au fur et à mesure de leur recouvrement par le gestionnaire, sur la base d'un rythme semestriel, soit 2 fois par an et ce jusqu'à complète restitution de la dotation confiée après retenue des éventuelles sommes prévues au titre de la gestion du fonds, à l'article 2.

S'agissant d'un emploi des apports en préfinancements de subventions dont l'engagement a été notifié, la récupération des fonds puis leur restitution sont sécurisées.

Toutefois des écarts de paiement peuvent être constatés pour certaines subventions et des difficultés de recouvrement des différentiels auprès des particuliers, survenir.

Il est, à ce sujet, expressément entendu qu'en cas de mauvaise foi avérée du ou des propriétaires défaillants, constatée par le gestionnaire, celui-ci dispose de tout mandat pour recouvrer la créance.

Ces prérogatives lui étant données, PROCIVIS BSA assurera seul les coûts de recouvrement et la couverture des pertes éventuelles.

**Article 7 : Caractéristiques du préfinancement**

**7-1 La reconnaissance de dettes :**

Le préfinancement est réalisé par un contrat entre le bénéficiaire et le gestionnaire du fonds, établi sous la forme d'une reconnaissance de dette (modèle en annexe) :

- désignant l'identité du bénéficiaire et l'adresse du bien objet des travaux,
- mentionnant chacune des aides incluses dans le préfinancement et leurs montants prévisionnels, indiqués sur la base des avis de subventions notifiés au propriétaire bénéficiaire,
- portant l'engagement du bénéficiaire à rembourser les montants préfinancés qui n'auraient pas été couverts par les subventions perçues en recouvrement du préfinancement,
- comprenant, annexés, les mandats ou procurations signés du bénéficiaire, pour chacune des aides comprises dans le préfinancement, au nom du gestionnaire, pour permettre leurs versements directs au sein du fonds en remboursement du préfinancement réalisé.

Le préfinancement est réalisé sans intérêt et sans frais.

**7-2 Le déblocage des fonds directement aux entreprises :**

Le déblocage des fonds préfinancés est réalisé sur factures (y compris factures d'acompte), validées par les propriétaires bénéficiaires et, pour certains dossiers bénéficiant d'un suivi renforcé, contrôlées par l'opérateur. Les fonds sont versés directement auprès des entreprises ayant réalisé les travaux, dans la limite du montant du préfinancement.

La part des coûts de travaux restant à charge du propriétaire est réglée directement par celui-ci (ou par son organisme prêteur), soit pour solder les factures restantes, soit en début de chantier.



Saône-et-Loire  
LE DÉPARTEMENT

## DIRECTION DE L'INSERTION ET DU LOGEMENT SOCIAL

Service Logement Social

### 7-3 Remboursement du préfinancement par perception directe des subventions :

Le préfinancement est remboursé par la perception directe de chacune des subventions incluses dans l'avance.

Sauf acomptes éventuels, le remboursement débute après achèvement des travaux.

Lorsque la totalité des subventions prévues est perçue :

- soit elles couvrent 100% du préfinancement et le dossier est soldé, un courrier est adressé au propriétaire lui signifiant,
- soit le total des règlements d'aides est inférieur au montant débloqué au titre du préfinancement (différentiel entre le prévisionnel des aides et leur nouveau calcul au moment du paiement) : l'engagement de remboursement, inclus au contrat de reconnaissance de dettes, est alors mis en jeu et le particulier reverse le différentiel, soit en une fois, soit selon un échéancier convenu en accord avec le gestionnaire (en fonction de ses capacités budgétaires), afin de rembourser au fonds le « trop préfinancé » à son profit,
- au cas où le montant des aides versées excéderait le montant préfinancé, la différence est reversée par le gestionnaire, en une fois, au propriétaire bénéficiaire.

## ARTICLE 8 – Modalités de traitement des dossiers

### 8-1 Le dossier de demande :

Il est constitué et transmis par l'opérateur missionné dans le cadre des OPAH et PIG locaux, au gestionnaire du fonds.

Il comprend les documents de présentation et de compréhension du projet et de la situation du ménage demandeur (copie du dossier Anah) et notamment :

- copie des devis de travaux et plan de financement du projet,
- copie des notifications de subventions prévues au plan de financement. Afin d'optimiser les délais de traitement des demandes, ces copies pourront être transmises éventuellement dans un second temps, à condition que leur montant prévisionnel indiqué au plan de financement du projet soit fiable,
- justificatif de propriété,
- RIB du demandeur,
- avis d'imposition sur les revenus,
- état civil.

### 8-2 Accord de principe et contrat :

Sur la base du dossier de demande transmis et d'éventuels compléments sollicités, un accord de principe est adressé par courrier aux bénéficiaires, sous réserve de la confirmation et réception des notifications de subventions.

Le gestionnaire bénéficie d'un droit d'appréciation du risque lié à l'engagement d'un préfinancement en fonction d'éléments particuliers liés au dossier et, à ce titre, peut refuser le préfinancement.

Ce refus pourra également être formulé s'il s'avère que le demandeur a manifestement les capacités à assumer le préfinancement des aides, seul ou avec la mobilisation de l'avance de l'Anah.



**DIRECTION DE L'INSERTION ET DU LOGEMENT SOCIAL**  
Service Logement social

Le gestionnaire ne pourra être tenu pour responsable de ne pouvoir accorder un préfinancement si les sommes disponibles au sein du fonds sont insuffisantes. Il informera les contributeurs des éventuels besoins non couverts pour leur permettre le cas échéant de faire de nouveaux apports.

Dès réception de la totalité des notifications de subventions et des éléments justifiant que le bénéficiaire dispose du financement du reste à charge, le contrat est émis sous forme d'une reconnaissance de dettes.

La signature du contrat par le particulier marque la disponibilité des fonds pour le règlement des premières factures.

Le montant du préfinancement est définitivement fixé par le contrat de reconnaissance de dettes :

- aucun paiement ne pourra être réalisé au-delà du montant inscrit dans la Reconnaissance de Dettes. Toute augmentation des aides issue d'une modification de projet en cours de travaux ne pourra être prise en compte, sauf à établir un nouveau contrat ;
- a contrario si une diminution des aides est prévisible, le gestionnaire devra en être informé pour lui permettre de l'anticiper et de sécuriser ainsi au maximum le remboursement des sommes préfinancées par le fonds.

A ce titre l'opérateur et les financeurs s'engagent à faire part de toutes modifications de projet dont ils auront connaissance si elles sont de nature à affecter le montant prévisionnel des aides.

### **8-3 Délais :**

Le gestionnaire s'engage à :

- adresser l'avis de principe au bénéficiaire, au maximum, dans les 10 jours après réception de la totalité des pièces du dossier ;
- émettre l'offre de préfinancement, au maximum, dans les 10 jours qui suivent la réception de la dernière notification d'aide prévue au plan de financement ;
- procéder au règlement des factures dès que possible à réception et en tout état de cause dans un délai maximum de 8 jours (à condition qu'elles comportent la validation du propriétaire et le cas échéant pour certains chantiers accompagnés, après contrôle de l'opérateur chargé du suivi des projets).

L'opérateur transmet en fin de travaux, les demandes de paiement des subventions aux financeurs dans les délais les plus brefs à réception de la dernière facture acquittée.

Le Département et le SYDESL s'engagent à procéder au règlement rapide des aides liées aux dossiers d'avances du fonds départemental, la reconstitution du fonds permettant l'engagement de nouveaux dossiers.

## **Article 9 : Obligations du bénéficiaire**

### **9.1 : Obligations comptables**

Les documents comptables du fonds sont à conserver pendant les 10 années consécutives à l'exécution de la présente convention.

### **9.2 : Obligations d'information**

Le bénéficiaire s'engage à informer le Département et le SYDESL de tous les événements susceptibles de modifier sa situation économique, financière et juridique ou de porter atteinte à la bonne réalisation des objectifs ou actions visés à l'article 1.





**DIRECTION DE L'INSERTION ET DU LOGEMENT SOCIAL**

Service Logement social

**Le gestionnaire du fonds :**

- tient informé l'opérateur de la décision d'engager (ou non) le préfinancement, dossier par dossier au fur et à mesure de leur transmission,
- tient à jour un tableau de bord des reconnaissances de dettes émises et signées,
- communique annuellement aux contributeurs du fonds un état financier global comportant :
  - ✓ le montant des offres en cours (reconnaissances de dettes envoyées),
  - ✓ les montants engagés (reconnaissances de dettes signées),
  - ✓ les montants décaissés (factures réglées),
  - ✓ les montants recouverts en remboursement (subventions perçues),
  - ✓ l'état des sommes restant disponibles au sein du fonds pour engagement.

Un état détaillé des dossiers est par ailleurs transmis au Département et au SYDESL et tenu à disposition des autres contributeurs.

L'ensemble des documents sont transmis par voie dématérialisée.

Afin de permettre une éventuelle évolution du fonds et du dispositif, le gestionnaire tient à jour un état des besoins en attente ou non satisfaits.

Au terme de l'année d'expérimentation du fonds, le gestionnaire du fonds s'engage à établir un bilan et à le communiquer aux contributeurs et aux opérateurs lors d'une réunion.

**9.3 : Obligations de communication**

Par la présente convention, l'organisme s'engage à :

- rendre lisible l'engagement du Département et du SYDESL sur le soutien apporté aux actions réalisées, utilisant à cet effet les supports qui lui seront proposés ;
- apposer les logos du Département de Saône-et-Loire et du SYDESL sur tout support de communication en lien avec les actions soutenues.

**9.4 : Obligation au secret professionnel**

Pour la mise en œuvre de cette convention, les signataires pourront avoir accès à des informations concernant les bénéficiaires des préfinancements mais s'engagent à ne jamais les divulguer et d'en limiter l'usage à l'action objet du fonds départemental.

**Article 10 : Contrôle**

L'organisme s'engage à faciliter le contrôle, par le Département et le SYDESL, de la réalisation des actions.

Des agents de la collectivité ou des personnes mandatées à cet effet par le Département et le SYDESL pourront, à tout moment dans un délai de deux ans après le versement de la subvention, exercer un contrôle sur pièces et sur place.

Dans le cas où ces contrôles feraient apparaître que tout ou partie des subventions allouées n'ont pas été utilisées ou à d'autres fins que celles initialement prévues, le Département et le SYDESL seront en droit de réclamer le remboursement des sommes indument perçues.



**DIRECTION DE L'INSERTION ET DU LOGEMENT SOCIAL**

Service Logement Social

**Article 11 : Modification de la convention**

La présente convention ne peut être modifiée que par avenant signé des trois parties. Le ou les avenants ultérieurs feront partie de la présente convention et seront soumis à l'ensemble des dispositions qui la régissent. Ce ou ces avenants détermineront, en concertation, la gouvernance du fonds partenarial.

La convention peut être révisée à tout moment, d'un commun accord entre les parties, par voie d'avenant, notamment s'il est constaté une évolution des besoins du Département et du SYDESL dans l'utilisation de ce fonds.

En cas de modification des conditions d'exécution et de retard pris pour une raison quelconque dans l'exécution de la présente convention par le bénéficiaire, celui-ci doit en informer le Département et le SYDESL sans délai par lettre recommandée avec avis de réception.

La participation au fonds départemental d'un nouveau contributeur fera l'objet d'un avenant qui fixera notamment le montant et les éventuelles spécificités liées à ses apports.

Pendant la durée de la convention, le Département et le SYDESL ainsi que tout autre contributeur pourront prendre la décision de s'en retirer.

Cette décision sera constatée par voie d'avenant et la restitution de la dotation financière apportée au fonds sera effectuée, selon les dispositions prévues à l'article 6.

La présente convention est conclue intuitu personae et les droits et obligations en résultant ne pourront être cédés par aucune des parties sans l'accord préalable et écrit des autres parties.

Le gestionnaire soit PROCIVIS BSA pourra décider de se retirer de sa mission de gestion, sous réserve du respect d'un préavis de 3 mois notifié aux autres parties par lettre recommandée avec accusé de réception et sous réserve des engagements pris dans la présente convention et de la transmission organisée de l'ensemble des dossiers en cours.

**Article 12 : Résiliation de la convention**

En cas d'inexécution ou de violation, par l'une des parties signataires, d'une disposition de la présente convention, celle-ci pourra être résiliée unilatéralement par l'une des autres parties, 30 jours après l'envoi d'une mise en demeure par lettre recommandée avec accusé réception, restée sans effet, et ceci sans préjudice de tous dommages et intérêts qui pourraient être réclamés à la partie défaillante.

**Article 13 : Election de domicile - attribution de juridiction**

Pour l'exécution des présentes, les parties déclarent être domicile au siège du Département.

Toutes contestations ou litiges pouvant survenir seront soumis à la juridiction compétente selon les règles applicables en la matière.

Fait à Mâcon, le .....

En trois exemplaires originaux.



**DIRECTION DE L'INSERTION ET DU LOGEMENT SOCIAL**  
Service Logement social

Pour le Département de Saône-et-Loire

Le Président,

Pour la SACICAP Procris BSA

Le Président,

Pour la SYDESL,

Le Président,

Envoyé en préfecture le 11/06/2021

Reçu en préfecture le 11/06/2021

Affiché le 11/06/2021



ID : 071-257102582-20210603-CS21\_032-DE

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE  
 Département de Saône et Loire

**EXTRAIT DE REGISTRE**  
 des délibérations du Comité Syndical  
 du Syndicat Départemental d'Énergie de Saône et Loire (SYDESL)  
 Séance du 3 juin 2021

Nombre de Membres en exercice : 74  
 Nombre de Membres présents : 32  
 Nombre de pouvoirs : 15  
 Nombre de mandats : 809  
 Pour : 809  
 Abstentions : 0

**CS21-033**

**Candidature à l'appel à manifestation d'intérêt de l'ADEME  
 pour la création de postes de conseillers en énergies  
 renouvelables à l'échelle régionale**

**Le trois du mois de juin de l'année deux mille vingt et un, le Comité syndical du SYDESL s'est réuni à Mâcon, salle Henri Guillemain, à 14 heures, après convocation légale sous la présidence de M. Jean SAINSON, Président.**

**Etaient présents** : MM. BAJAU – RENAUD – PERCHE – MENNELLA – PERRAUD – BERTHET – CHASSERY – MME GONCALVES – MM. REYNAUD – PLET – GIRARDEAU – VARIN – FRIZOT – PISSELOUP – VIRELY – MARTIN – CHAILLET – PROTET – VOGEL – VERCHERE – PERRUCAUD – VIEUX – BORDAT – BURTIN – MAYA – CORNIER – POUCHELET – DEYNOUX – SAINSON – CHARLEUX – POPILLE – DESSOLIN.

**Participaient en visioconférence (sans droit de vote)** : MM. CHAPUIS – GENET – MME SARANDAO – DURAND – SALCE – MME MAUNY.

**Etaient excusés avec pouvoir** :

M. CHAUVET	pouvoir à	M. VIRELY	M. DURAND	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. GUILLEMAUT	pouvoir à	M. CHASSERY	M. SALCE	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. SPARTA	pouvoir à	M. MENNELLA	M. LACHEZE	Pouvoir à	M. PERRUCAUD
M. THEBAULT	pouvoir à	M. SAINSON	M. BERNARD	Pouvoir à	M. VIEUX
M. HES	pouvoir à	M. MAYA	MME MAUNY	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. CHAVIGNON	Pouvoir à	M. PERRUCAUD	M POIZEAU	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. PICARD	Pouvoir à	M. MENNELLA	M. BERGMANN	Pouvoir à	M. MAYA
M. CHAPUIS	Pouvoir à	M. SAINSON			

**Etaient absents dont excusés** : MME ANDRE - MM. VERJUX - PLATRET – DUMAINE – FEVRE – JOYET – LE CLOIREC - LANCIAU – RAGOT – MENAGER - KRZYWONOS – MARECHAL - CLERC – PATRU – FIERIMONTE - DAUGE – PINARD – TARDY – MAITRE – CARON – RIBOULIN – GELIN – BERTHIER – LAROCLETTE - AVENAS.

**Assistaient** : MME SEVESTRE - MM. JACCON – JOURNET - DÉGROLARD – DE MONREDON – OVISTE - MME FITON CHAVALLE – MME MAZILLE - M. SEBERT (Payeur Départemental).

Le Président constate que le quorum est atteint et ouvre la séance.

Il est procédé conformément à l'article L. 2121.15 du Code Général des Collectivités Territoriales, à l'élection d'un secrétaire pris dans le Comité ; M. REYNAUD ayant obtenu l'unanimité des suffrages, a été désigné pour remplir ces fonctions qu'il a acceptées.

Le Comité syndical a été convoqué le 27 mai 2021.

Le compte rendu de cette séance sera affiché au plus tard le 25 juin 2021.

**Candidature à l'appel à manifestation d'intérêt de l'ADEME pour la création de postes de conseillers en énergies renouvelables à l'échelle régionale.**

Le Président expose qu'un Appel à Manifestation d'Intérêt (AMI) national piloté par l'ADEME en lien avec la Direction Générale de l'Energie et du Climat a été lancé le 8 mars 2021 sur le site d'Agir pour la Transition écologique de l'ADEME. Il vise à recruter pour une période de 3 ans renouvelable des conseillers éolien et photovoltaïque.

Sur proposition du syndicat d'énergie du Jura, une candidature commune aux huit syndicats membres de l'alliance Bourgogne Franche-Comté a été mise en place et un dossier de candidature a été déposé le 19 avril 2021. L'objectif étant d'obtenir une aide pour le financement des postes de deux animateurs respectivement dédiés à l'éolien et au photovoltaïque. L'aide sollicitée représente un montant de 268 300 € sur trois ans pour une dépense de 389 300 €.

La répartition du reste à charge, évalué à 121 000 €, se ferait au prorata du nombre de communes et d'EPCI par syndicat. Cette proposition a été approuvée au cours des échanges, mais doit faire l'objet d'un affinement au regard du nombre de collectivités effectivement visitées.

Les missions des animateurs EnR seront les suivantes :

- Axe 1 : communication régionale.
  - Communication homogène sur l'espace régional.
  - Création de supports dédiés à l'action : site internet, réseaux sociaux, supports simples pédagogiques - articulation avec les acteurs régionaux.
  - Identification, complétude des accompagnements des syndicats.
  - Grâce aux bases de données des SE, toutes les communes et EPCI de la région peuvent recevoir des messages, informations.
- Axe 2 : Appuyer les élus et services du bloc communal
  - Conseils en amont en fonction du contexte local, accompagnement à la définition du périmètre de projet.
  - Mobiliser la diversité des compétences métiers de SE : technique, juridique, financier et commande publique.
  - Animation de groupe d'élus du territoire de projet.
  - Accompagnement des EPCI dans la programmation de projets PV et éolien.
- Axe 3 : Aller plus loin
  - Animation des réunions de travail par projet pour élus et autres acteurs identifiés.
  - Aboutir à une feuille de route coconstruite.
  - Mobiliser la diversité des compétences métiers de SE : technique, juridique, financier et commande publique.
- Axe 4 : Contribuer au réseau régional et participer au national
  - Tirer des enseignements et les partager à tous les niveaux
  - Animer des GT expert...
  - Proposer des évolutions réglementaires.

- **Axe 5 : Suivi et évaluation**

- Indicateurs de résultats du réseau
- De l'idée de projet à sa mise en exploitation
- Contribution aux objectifs des EPCI, de la Région, de l'ADEME et des objectifs nationaux

L'intérêt d'une telle démarche réside dans une meilleure information dispensée auprès des communes et des EPCI sur ce type d'énergies renouvelables ainsi que sur leur potentiel. Un tel dispositif permettra de ce fait aux syndicats de mieux identifier les lieux d'implantation possibles au regard de la motivation des élus locaux.

**Cet exposé entendu et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité, décide :**

- D'approuver la candidature collective à l'AMI « Mise en place de réseaux régionaux de conseillers à destination des collectivités de l'échelon communal pour le développement de projets éoliens et photovoltaïques » ;
- D'autoriser le SYDESL à s'associer à cette démarche collective ;
- De valider la dépense annuelle correspondante évaluée à environ 5 000 € pour chaque syndicat.
- De déléguer au Président tout pouvoir à la mise en place de cette candidature commune, y compris la conclusion et signature de conventions entre le SYDESL et les autres syndicats d'énergie de Bourgogne-Franche-Comté.

Fait en séance les jours, mois et an que dessus,

Le Président,

Jean SAINSON



RÉPUBLIQUE FRANÇAISE  
 Département de Saône et Loire

**EXTRAIT DE REGISTRE**  
 des délibérations du Comité Syndical  
 du Syndicat Départemental d'Énergie de Saône et Loire (SYDESL)  
 Séance du 3 juin 2021

Nombre de Membres en exercice :  
 74  
 Nombre de Membres présents : 32  
 Nombre de pouvoirs : 15  
 Nombre de mandats : 809  
 Pour : 809  
 Abstentions : 0

**CS21-034**

**Convention financière avec les communes pour la  
 réalisation d'études énergétiques.**

**Le trois du mois de juin de l'année deux mille vingt et un, le Comité syndical du SYDESL s'est réuni à Mâcon, salle Henri Guillemain, à 14 heures, après convocation légale sous la présidence de M. Jean SAINSON, Président.**

**Etaient présents** : MM. BAJAU – RENAUD – PERCHE – MENNELLA – PERRAUD – BERTHET – CHASSERY – MME GONCALVES – MM. REYNAUD – PLET – GIRARDEAU – VARIN – FRIZOT – PISSELOUP – VIRELY – MARTIN – CHAILLET – PROTET – VOGEL – VERCHERE – PERRUCAUD – VIEUX – BORDAT – BURTIN – MAYA – CORNIER – POUCHELET – DEYNOUX – SAINSON – CHARLEUX – POPILLE – DESSOLIN.

**Participaient en visioconférence (sans droit de vote)** : MM. CHAPUIS – GENET – MME SARANDAO – DURAND – SALCE – MME MAUNY.

**Etaient excusés avec pouvoir** :

M. CHAUVET	pouvoir à	M. VIRELY	M. DURAND	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. GUILLEMAUT	pouvoir à	M. CHASSERY	M. SALCE	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. SPARTA	pouvoir à	M. MENNELLA	M. LACHEZE	Pouvoir à	M. PERRUCAUD
M. THEBAULT	pouvoir à	M. SAINSON	M. BERNARD	Pouvoir à	M. VIEUX
M. HES	pouvoir à	M. MAYA	MME MAUNY	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. CHAVIGNON	Pouvoir à	M. PERRUCAUD	M. POIZEAU	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. PICARD	Pouvoir à	M. MENNELLA	M. BERGMANN	Pouvoir à	M. MAYA
M. CHAPUIS	Pouvoir à	M. SAINSON			

**Etaient absents dont excusés** : MME ANDRE - MM. VERJUX - PLATRET – DUMAINE – FEVRE – JOYET – LE CLOIREC - LANCIAU – RAGOT – MENAGER - KRZYWONOS – MARECHAL - CLERC – PATRU – FIERIMONTE - DAUGE – PINARD – TARDY – MAITRE – CARON – RIBOULIN – GELIN – BERTHIER – LAROCLETTE - AVENAS.

**Assistaient** : MME SEVESTRE - MM. JACCON – JOURNET - DÉGROLARD – DE MONREDON – OVISTE - MME FITON CHAVALLE – MME MAZILLE - M. SEBERT (Payeur Départemental).

Le Président constate que le quorum est atteint et ouvre la séance.

Il est procédé conformément à l'article L. 2121.15 du Code Général des Collectivités Territoriales, à l'élection d'un secrétaire pris dans le Comité ; M. REYNAUD ayant obtenu l'unanimité des suffrages, a été désigné pour remplir ces fonctions qu'il a acceptées.

Le Comité syndical a été convoqué le 27 mai 2021.

Le compte rendu de cette séance sera affiché au plus tard le 25 juin 2021.



## Convention financière avec les communes pour la réalisation d'études énergétiques.

Le Président expose que le SYDESL est lauréat aux côtés des sept autres syndicats de l'alliance Bourgogne Franche-Comté du programme d'Aide aux Collectivités Territoriales pour l'Efficacité Energétique (ACTEE). Ce programme est divisé en deux Appels à Manifestation d'Intérêt : l'AMI CEDRE (2021-2022) et l'AMI SEQUOIA (2021-2022). Entre autres soutiens, ces deux AMI prévoient le financement d'études énergétiques.

Ce volet du programme ACTEE comporte plusieurs types d'études tels que l'analyse des opportunités thermiques évoqué ici est à l'échelle d'un bâtiment, voire de plusieurs bâtiments (solaire thermique, OPV toiture, bois-énergie, ...). Ce type d'information doit permettre pour le SYDESL de proposer aux communes le sollicitant dans le cadre des missions de maîtrise de l'énergie assurées par le Conseiller en Energie Partagé des préconisations en termes de potentielles sources d'efficacité énergétique de leurs patrimoine bâti.

Le programme ACTEE 1 prévoit pour la Saône-et-Loire le financement de 20 études énergétiques à hauteur de 50 % pour un montant plafond éligible de 2 000 € HT (audit énergétique, étude thermique, étude de fonctionnement des systèmes de chauffage,...) et s'étend jusqu'au 31 décembre 2021. Le programme ACTEE 2 prévoit pour la Saône-et-Loire le financement de 40 études de substitution d'énergie fossile à hauteur de 50 % pour un montant plafond éligible de 1 500 € HT, et s'étend jusqu'au 31 décembre 2022.

La proposition présentée dans le rapport est que le SYDESL gère le marché de ces soixante études et qu'il participe financièrement à hauteur du montant subventionné par ACTEE, le reste à charge étant payé par les communes ; l'objectif étant de limiter la charge pour le SYDESL et de cibler par cette mesure les communes les plus motivées. Toutefois, le SYDESL réaliserait l'avance sur présentation de la facture par le prestataire, la commune bénéficiaire s'engageant à régler sa part telle qu'indiquée dans la convention présentée en annexe. L'article 5 de cette convention précise la répartition suivante :

- Le SYDESL prend en charge 50 % du montant HT du coût de la prestation intellectuelle fournie par le Prestataire, dans le cadre du programme ACTEE 1, dans la limite d'un montant plafond éligible de 2 000 € HT (soit 1000 € financés par le SYDESL), ou dans le cadre du programme ACTEE 2, dans la limite d'un montant plafond éligible de 1 500 € HT (soit 750 € financés par le SYDESL) ;
- La Commune prend en charge le reste du montant TTC des dépenses d'études.

**Sur la proposition de la Commission Transition Energétique du 15 mai 2021, cet exposé entendu et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité, décide :**

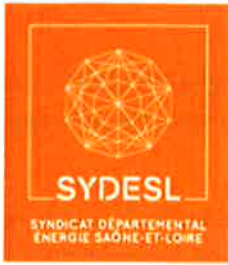
- De valider la répartition financière du paiement des études.
- D'adopter le projet de convention d'accompagnement des communes pour le lancement d'études d'efficacité énergétique.
- D'autoriser la signature de cette convention par le Président pour les communes qui en feront la demande, dans la mesure de l'enveloppe ACTEE disponible.

Fait en séance les jours, mois et an que dessus,

Le Président,

Jean SAINSON

Comité syndical du jeudi 3 juin 2021



# CONVENTION

## DE PARTENARIAT

ENTRE LE SYNDICAT D'ÉNERGIES DE SAONE-ET-LOIRE (SYDESL)

ET LA COMMUNE DE ....

POUR L'ELABORATION D'UNE ETUDE ENERGETIQUE

Entre :

Le Syndicat d'Énergies de Saône-et-Loire (SYDESL) dont le siège est situé au 200, Boulevard de la Résistance 71 000 Mâcon, représenté par son Président en exercice, Jean SAINSON, dûment habilité par la délibération n°..... du Comité syndical du .....

Ci-après dénommé « le SYDESL »,

d'une part,

Et :

La Commune de ....., dont le siège est situé,  
.....

....., représentée son Maire en exercice, dûment habilité(e) par une délibération du Conseil Communautaire en date du .....

Ci-après dénommée « la Commune »,

d'autre part,

Il a été convenu ce qui suit entre les deux parties :

## **Préambule :**

Dans le cadre de sa mission de Conseil en Énergie Partagé (CEP), le SYDESL accompagne ses communes et EPCI membres dans leur politique de maîtrise de l'énergie et de développement des énergies renouvelables.

A ce titre, les Conseillers en Énergie Partagés (CEP) du SYDESL assistent les collectivités dans le suivi énergétique de leur patrimoine bâti ainsi que dans leurs travaux d'amélioration de la performance énergétique de leurs bâtiments. Pour ce faire, différentes études relatives aux bâtiments peuvent être nécessaires : pré-diagnostic énergétique, DPE, calcul réglementaire, programmiste.

Afin de permettre aux collectivités de mettre en œuvre des actions d'efficacité énergétique plus importantes sur leur patrimoine bâti, la FNCCR a mis en place des programmes d'Actions des Collectivités Territoriales pour l'Efficacité Énergétique (ACTEE) 1 et 2. Le programme ACTEE 1 prévoit pour la Saône-et-Loire le financement de 20 études énergétiques à hauteur de 50 % pour un montant plafond éligible de 2 000 € HT (audit énergétique, étude thermique, étude de fonctionnement des systèmes de chauffage,...) et s'étend jusqu'au 31 décembre 2021. Le programme ACTEE 2 prévoit pour la Saône-et-Loire le financement de 40 études de substitution d'énergie fossile à hauteur de 50 % pour un montant plafond éligible de 1 500 € HT, et s'étend jusqu'au 31 décembre 2022.

Dans le cadre de l'Alliance des syndicats d'Énergie de Bourgogne Franche-Comté, le SYDESL est lauréat de ce programme et propose aux communes qui le souhaitent de lancer les études énergétiques mentionnées ci-dessus, en les confiant à un ou plusieurs cabinets d'études, ci-après dénommé « le Prestataire » qu'elle désignera.

## **Article 1 – Objet de la convention**

La présente convention a pour objet de définir les actions à mener au titre de la mission de prestations intellectuelles pour l'assistance à maîtrise d'ouvrage pour la réalisation de l'étude énergétique de la Commune de .....  
et d'établir les modalités financières correspondantes et les obligations de chacune des parties.

## **Article 2 – Actions concernant l'élaboration de l'étude**

Le partenariat visant à l'élaboration de l'étude pour la Commune comprend plusieurs actions :

- Echange d'informations sur la procédure d'élaboration et de suivi de l'étude le cas échéant ;
- Définition du champ d'application de l'étude énergétique que sollicite la Commune ;
- Visites sur place de la part du Prestataire le cas échéant, en présence de l'élu référent et du personnel affecté à la réalisation de l'étude énergétique, et du SYDESL le cas échéant ;
- Définition et sollicitation des partenaires et institutions potentielles disposant de données nécessaires à l'élaboration de l'étude le cas échéant ;

## **Article 3 – Engagements du SYDESL**

Le SYDESL s'engage à accompagner l'élaboration de l'étude énergétique de la Commune sous la forme des actions suivantes :

- Prendre en charge la consultation, l'analyse des offres, la notification et la signature des marchés conformément au code des marchés publics.

- Se positionner, une fois le Prestataire désigné, comme observateur de la mission afin de faciliter les échanges entre le Prestataire et la Commune ;
- Participer à l'ensemble des réunions de travail et de présentation animées par le Prestataire sur demande de la Commune ;
- Transmettre dans les meilleurs délais, en qualité d'accompagnateur CEP le cas échéant, les données nécessaires concernant le volet « Efficacité Energétique » de la Commune ;
- Mettre à disposition de la Commune le personnel nécessaire pour l'accompagner le cas échéant, en sus du Prestataire ;
- Veiller au respect par le prestataire des conditions définies dans le cahier des charges et à l'avancement de l'étude et à la transmission à la Commune une fois l'étude finalisée ;
- Assurer le règlement de la prestation dans le respect des conditions précisées à l'article 5 de la présente Convention ;

#### **Article 4 – Engagements de la Commune**

La Commune s'engage, envers le SYDESL et/ou le prestataire sélectionné, à :

- Répondre dans les meilleurs délais à toute sollicitation de la part du SYDESL ou du Prestataire dans le cadre de l'opération d'élaboration de l'étude, notamment en ce qui concerne la délimitation de son périmètre ;
- Déployer les meilleurs efforts pour transmettre au prestataire désigné par le SYDESL les éléments demandés qui s'avèrent indispensables à la réalisation de la prestation prévue dans le cahier des charges.
- Mettre à disposition le personnel référent nécessaire au bon déroulement de l'opération.
- Désigner en son sein un élu référent, qui informera régulièrement les élus et responsables locaux ;
- Restituer au SYDESL le reste à charge du coût de la prestation fixée dans le cahier des charges une fois que ladite prestation aura été pleinement réalisée, sur présentation de la facture intégralement acquittée par le SYDESL ;
- Assurer le règlement de la prestation dans le respect des conditions précisées à l'article 5 de la présente Convention ;
- Prendre à sa charge intégrale tout surcoût supplémentaire non prévue dans le cahier des charges que la Commune aurait elle-même sollicitée du prestataire, à moins que cette demande n'ait fait l'objet d'un accord écrit des représentants du SYDESL ;

#### **Article 5 – Financement des actions**

Le plan de financement de l'assistance à maîtrise d'ouvrage du SYDESL pour l'élaboration de l'étude énergétique de la Commune est le suivant :

- Le SYDESL prend en charge 100 % des heures internes réalisées par son personnel ;
- La Commune prend en charge 100% des heures internes réalisées par son personnel.

Le plan de financement de la réalisation de l'étude (prestation externalisée) est le suivant :

- Le SYDESL prend en charge 50 % du montant HT du coût de la prestation intellectuelle fournie par le Prestataire, dans le cadre du programme ACTEE 1, dans la limite d'un montant plafond éligible de 2 000 € HT (soit 1000 € financés par le SYDESL), ou dans le cadre du programme ACTEE 2, dans la limite d'un montant plafond éligible de 1 500 € HT (soit 750 € financés par le SYDESL);

- La Commune prend en charge le reste du montant TTC des dépenses d'études.

A noter que ne seront pas pris en compte dans la participation du SYDESL les déplacements supplémentaires et autres prestations optionnelles.

L'échéancier de paiement pour la réalisation de l'étude prévoit que le recrutement du Prestataire lancera la mise en œuvre des modalités de paiement. Dès réception des factures du Prestataire, les versements seront effectués par le SYDESL, qui transmettra la totalité des factures une fois la prestation réalisée, en vue du versement de la part de la Commune.

#### **Article 6 – Propriété des documents**

Les documents et les études réalisés dans le cadre de cette opération seront la propriété conjointe de la Commune et du SYDESL.

L'utilisation de ces données par un tiers devra recueillir l'accord de la Commune. Dans le cas des éventuelles conventions de financement de la mission ou des actions par l'ADEME, le Département, la Région, l'Union Européenne via les fonds FEDER, ou par tout autre organisme, ces financeurs ont accès aux données par l'intermédiaire de la Commune et/ou le SYDESL.

#### **Article 7 – Durée de l'accord**

La présente convention entre en vigueur à la date de sa signature par les deux parties. Elle prendra fin à la date du règlement de la prestation, une fois l'ensemble des livrables communiqués dans un délai maximal de trois ans à compter de la signature de la présente convention.

En cas de non attribution du marché ou si la Commune estime que le coût de la prestation que le SYDESL lui communique après attribution du marché est trop important, la Commune peut se retirer de la convention, sous réserve d'en avertir le SYDESL par écrit, en recommandé avec accusé de réception.

#### **Article 8 – Litiges**

Dans l'hypothèse où un litige viendrait à perturber la bonne application de cette convention, les parties s'engagent à communiquer par écrit préalablement à toute procédure contentieuse afin d'essayer de résoudre à l'amiable les éventuels différends techniques ou administratifs à l'origine du problème.

En cas de persistance du litige, les parties s'engagent à demander une conciliation au représentant de l'Etat du département de Saône-et-Loire.

Le tribunal administratif de Dijon sera compétent pour résoudre la procédure contentieuse si la tentative de conciliation n'a pas apporté toute satisfaction.

Fait à ..... en deux exemplaires, le .....

Le Maire de la Commune

de .....

Le Président du SYDESL

Jean SAINSON

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE  
 Département de Saône et Loire

**EXTRAIT DE REGISTRE**  
 des délibérations du Comité Syndical  
 du Syndicat Départemental d'Énergie de Saône et Loire (SYDESL)  
 Séance du 3 juin 2021

Nombre de Membres en exercice :  
 74  
 Nombre de Membres présents :32  
 Nombre de pouvoirs : 15  
 Nombre de mandats : 809  
 Pour : 809  
 Abstentions : 0

CS21-035

**Mise en place d'une tarification des Infrastructures de Recharge pour Véhicules Electriques (IRVE) et conventions financières.**

**Le trois du mois de juin de l'année deux mille vingt et un, le Comité syndical du SYDESL s'est réuni à Mâcon, salle Henri Guillemin, à 14 heures, après convocation légale sous la présidence de M. Jean SAINSON, Président.**

**Etaient présents** : MM. BAJAU – RENAUD – PERCHE – MENNELLA – PERRAUD – BERTHET – CHASSERY – MME GONCALVES – MM. REYNAUD – PLET – GIRARDEAU – VARIN – FRIZOT – PISSELOUP – VIRELY – MARTIN – CHAILLET – PROTET – VOGEL – VERCHERE – PERRUCAUD – VIEUX – BORDAT – BURTIN – MAYA – CORNIER – POUCHELET – DEYNOUX – SAINSON – CHARLEUX – POPILLE – DESSOLIN.

**Participaient en visioconférence (sans droit de vote)** : MM. CHAPUIS – GENET – MME SARANDAO – DURAND – SALCE – MME MAUNY.

**Etaient excusés avec pouvoir** :

M. CHAUVET	pouvoir à	M. VIRELY	M. DURAND	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. GUILLEMAUT	pouvoir à	M. CHASSERY	M. SALCE	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. SPARTA	pouvoir à	M. MENNELLA	M. LACHEZE	Pouvoir à	M. PERRUCAUD
M. THEBAULT	pouvoir à	M. SAINSON	M. BERNARD	Pouvoir à	M. VIEUX
M. HES	pouvoir à	M. MAYA	MME MAUNY	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. CHAVIGNON	Pouvoir à	M. PERRUCAUD	M POIZEAU	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. PICARD	Pouvoir à	M. MENNELLA	M. BERGMANN	Pouvoir à	M. MAYA
M. CHAPUIS	Pouvoir à	M. SAINSON			

**Etaient absents dont excusés** : MME ANDRE - MM. VERJUX - PLATRET – DUMAINE – FEVRE – JOYET – LE CLOIREC - LANCIAU – RAGOT – MENAGER - KRZYWONOS – MARECHAL - CLERC – PATRU – FIERIMONTE - DAUGE – PINARD – TARDY – MAITRE – CARON – RIBOULIN – GELIN – BERTHIER – LAROCLETTE - AVENAS.

**Assistaient** : MME SEVESTRE - MM. JACCON – JOURNET - DÉGROLARD – DE MONREDON – OVISTE - MME FITON CHAVALLE – MME MAZILLE - M. SEBERT (Payeur Départemental).

Le Président constate que le quorum est atteint et ouvre la séance.

Il est procédé conformément à l'article L. 2121.15 du Code Général des Collectivités Territoriales, à l'élection d'un secrétaire pris dans le Comité ; M. REYNAUD ayant obtenu l'unanimité des suffrages, a été désigné pour remplir ces fonctions qu'il a acceptées.

Le Comité syndical a été convoqué le 27 mai 2021.

Le compte rendu de cette séance sera affiché au plus tard le 25 juin 2021.

## Mise en place d'une tarification des Infrastructures de Recharge pour Véhicules Electriques (IRVE) et conventions financières.

Le Président expose qu'en 2015, le Comité syndical du SYDESL a adopté le schéma départemental d'installation des Infrastructures de Recharge pour Véhicules Electriques (IRVE). Les localisations des bornes ont été identifiées en cohérence avec le schéma régional et l'analyse des axes de circulation, de la fréquentation, de l'activité économique et touristique.

Ce schéma a ainsi permis de déployer 45 bornes IRVE sur l'ensemble du territoire. Ces 45 bornes sont dites « accélérées » et correspondent à un intermédiaire entre celles dites « lentes » installées à domicile et celles dites « rapides » installées par les privés. Les bornes accélérées installées par le SYDESL visent à inciter l'itinérance en véhicule électrique tout en développant l'attractivité du territoire.

Le règlement d'intervention relatif aux IRVE a été voté en comité de février 2016 et implique la participation communale à hauteur de 20% du coût global, et ce, uniquement pour la première borne implantée sur une commune, les bornes supplémentaires étant intégralement à la charge de la commune.

La Région a validé en novembre 2017 la demande de subvention déposée par le SYDESL et a accepté ainsi de soutenir financièrement à hauteur de 40 % l'investissement de 45 bornes.

Le groupement de commande piloté par le SDEY est composé également du SICECO, du SIEEN, et du SYDESL, du Territoire d'énergie 90, du SIED 70 et du SYDED. Il a été attribué à la société CITEOS en juillet 2020.

A noter que lors du comité syndical du 17 janvier 2021, ce sont 22 nouvelles bornes IRVE dites « accélérées » qui ont reçu un avis favorable pour renforcer le schéma.

Concernant le coût de la charge pour les usagers, la gratuité de la charge est actée jusqu'au 31 décembre 2021. Il est désormais question de définir les modalités de paiement pour une mise en œuvre début 2022.

Dans le cadre d'une évolution vers un système tarifé, la formule présentée ci-dessous résulte d'une étude de la tarification appliquée par les différents départements limitrophes de la Saône-et-Loire, suite aux recommandations de l'AFIREV (Association Française pour l'Itinérance pour la Recharge Electrique des Véhicules).

Prix (charge) = P1 (fixe) + P2\*Tps de connexion en charge (minutes) + P3\*énergie délivrée (KWh) + P4\*Tps connexion sans charge

Avec :

P1 = 0.8 € = coût d'utilisation de la borne

P2 = 0 €

P3 = 0.4 € = prend en compte le coût du KW

P4 = 0.02 €/minutes (coût stationnement paiement sur Chalon soit 1.1 €/h)

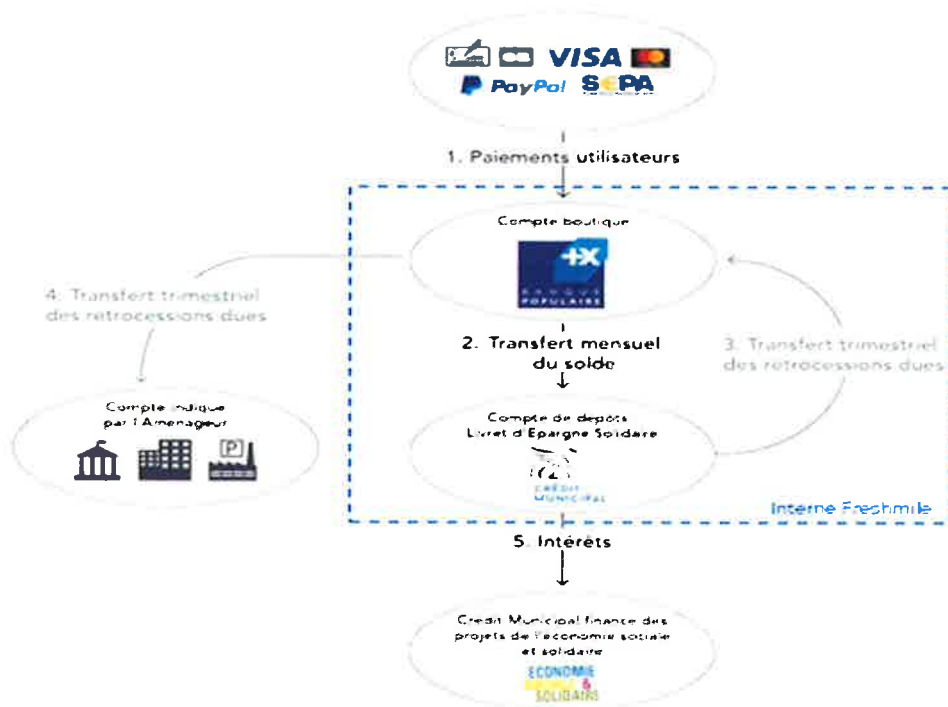
L'instauration du tarif P4 nécessite de déterminer un temps à partir duquel le tarif est applicable. Le tarif P4 peut commencer 1h après. Cela laisse aux usagers le temps de revenir vers leur véhicule pour libérer la borne.

Le coût de la recharge varie ainsi de 1,2 € à 16,8 € (recharge allant de 1kW à 40 kW) pour un véhicule type Renault Zoé avec une batterie d'une puissance de 40 kW. Ce qui représente un coût de 7,2 € pour 100 km. En comparaison, un véhicule diesel revient à environ 8,4 € pour 100 km (1,4 €/ L de diesel).

L'utilisateur lors de la charge va être prélevé par l'opérateur Freshmile quel que soit le mode de connexion à la borne.

Chaque trimestre, le SYDESL touchera le montant de la rétrocession. Ce montant sera à réattribuer à chaque commune selon le nombre de charges. Pour ce faire, un travail avec la paierie départementale sera à réaliser.

Ci-dessous le schéma des flux financiers réalisé par notre prestataire Freshmile.



L'exploitation comprend le service de la hotline, le site internet, l'application smartphone et la gestion monétique.

A cet égard, le comité syndical du 21 janvier 2021 a pris la délibération CS21-008 validant un modèle de mandat d'organisation des accords d'itinérance pour la charge du véhicule électrique. Ce mandat doit être présenté au cours du comité syndical traitant de la tarification, pour confirmation. Le mandat présenté en annexe reprend les dispositions prévues initialement, en les actualisant et en les simplifiant.

La maintenance comprend une maintenance préventive qui comprend le passage de l'entreprise une fois par an sur la borne et une maintenance curative qui comprend le réarmement des disjoncteurs. Toute autre action de maintenance sera considérée comme une maintenance à l'acte et entraînera des frais supplémentaires.



Le montant pour le forfait maintenance, la supervision et l'exploitation représente un coût d'environ 754 € par an et par borne.

## A. Scénarii

### 1) Scénario 1 : Les compteurs électriques et la maintenance restent au nom des communes

Le forfait serait supporté par la commune et multiplié par le nombre de bornes installées. Chaque année à une période définie les communes devront faire un virement au SYDESL pour s'acquitter du forfait maintenance (754 € HT).

A chaque trimestre, le SYDESL reversera à la commune le montant des différentes recharges sur les bornes. Les fonds correspondants seront transférés de Freshmile au SYDESL puis du SYDESL aux communes. Chaque transfert d'argent passera par la paierie.

Outre sa complexité concernant le calcul et la mise à niveau entre les acteurs concernés, ce scénario produit toutefois des inégalités entre les communes, certaines réalisant des bénéfices et d'autres des pertes. A noter qu'aucun syndicat n'a privilégié ce scénario.

Le coût de l'exploitation générale reste à la charge du SYDESL. Ce coût est d'un montant de 3 565 € HT pour l'ensemble des bornes.

La maintenance à l'acte (changement de pièces) sera à 100 % à la charge de la commune, le devis de l'entreprise sera présenté à la commune pour validation. Cela va engendrer une réactivité moindre, l'approbation du conseil municipal étant nécessaire pour accepter le devis. Selon le type d'opérations à réaliser, le coût d'un dépannage peut aller de 350 € HT à 3 300 € HT.

### 2) Scénario 2 : Les compteurs électriques restent au nom du SYDESL avec une participation de la commune

Le forfait Maintenance/ Exploitation/ Supervision reste à la charge de la commune soit 754 € (prix indiqué dans le BPU) par borne. Il sera réglé par le SYDESL, mais la commune devra verser le montant correspondant.

Ainsi lors d'un dépannage, le SYDESL peut directement acter le remplacement d'une pièce pour accélérer la réparation d'une borne. Cela permettra une meilleure réactivité en termes de remise en état des appareils.

Le SYDESL reprend à sa charge les compteurs électriques IRVE.

Opérations-Engagement	Maintenance € HT/ Exploitation (€ HT) Commune 100 % (mais avance SYDESL)	Facture borne commune (€ TTC) SYDESL 100 %	Gain à la facturation (€ TTC) SYDESL 100 %	Résultat financier sur les 45 bornes Pour le SYDESL
Montant	33 930	60 260	78 073	17 813

Le coût de l'exploitation générale reste à la charge du SYDESL. Ce coût est d'un montant de 3 565 € HT pour l'ensemble des bornes.

En ce qui concerne la maintenance à l'acte, **celle-ci sera intégralement à la charge du SYDESL**. Selon le type d'opérations à réaliser, le coût d'un dépannage à l'acte peut aller de 350 € HT à 3 300 € HT.

Le gain lié à la facturation permettrait d'amortir les frais de la maintenance à l'acte.

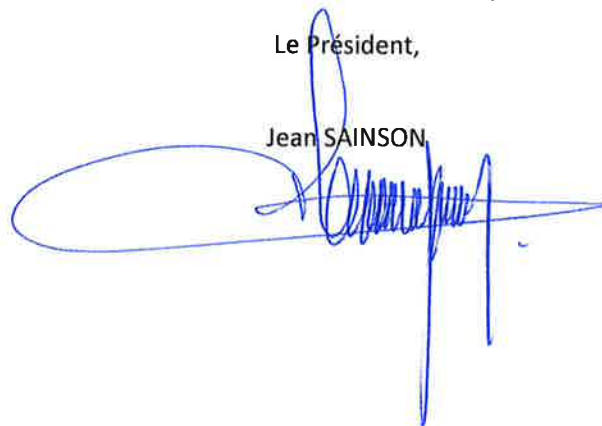
**Cet exposé entendu et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité, décide :**

- De choisir le scénario 2 : le forfait Maintenance/ Exploitation/ Supervision reste à la charge de la commune soit 754 € (prix indiqué dans le BPU) par borne. Il sera réglé par le SYDESL, mais la commune devra verser le montant correspondant.
- D'autoriser le Président à signer la convention financière présentée en annexe, en prenant en compte le choix de tarification effectué ;
- D'adopter le mandat d'organisation des accords d'itinérance pour la charge du véhicule électrique ;
- De valider la durée à partir de laquelle le tarif P4 sera appliqué

Fait en séance les jours, mois et an que dessus,

Le Président,

Jean SAINSON





**Délibération N° CS/18-030**

**Annexe**

**Convention financière**  
**pour l'installation et la gestion des infrastructures de recharge**  
**pour véhicules électriques (IRVE)**

Entre le Syndicat Départemental d'Énergie de Saône et Loire, dont le siège est situé au 200, Bd de la Résistance à MACON (71000), représenté par le Président en exercice, dûment autorisé par la délibération du conseil syndical du 15 décembre 2014,

Ci-après dénommé « le SYDESL »

ET

La commune de ....., gestionnaire du domaine public, représentée par le Maire en exercice, dûment autorisé par la délibération du conseil municipal du .....,

Ci-après dénommée « la commune »,

## Préambule

Conformément à ses statuts, article 5.5 – Mobilité électrique, le SYDESL exerce en lieu et place de ses membres qui lui ont transféré la compétence, l'organisation du service public comprenant, conformément à l'article L 2224-37 du CGCT, la création, l'entretien et l'exploitation des infrastructures de charge nécessaires à l'usage des véhicules électriques ou hybrides rechargeables.

Par délibération n° CS/15-014 du 22 mai 2015 le Comité syndical a adopté le schéma de déploiement des infrastructures de recharge pour véhicules électriques (IRVE) en prenant en compte les axes de circulation, de fréquentation, le schéma régional et les quelques informations relatives aux investisseurs privés.

Ce schéma prévoit l'installation d'une trentaine de bornes sur le territoire départemental.

Les conditions d'occupation du domaine public par les infrastructures nécessaires au service de recharge de véhicules électriques ou hybrides sur le territoire du demandeur sont contractualisées par la convention d'occupation du domaine public pour les infrastructures de recharge pour véhicules électriques et véhicule hybrides rechargeables signée le 31 janvier 2017 par les deux parties.

Par délibérations n° CS/16-004 du 05 février 2016 et N°CS16-031 du 27 octobre 2016, le Comité syndical du SYDESL a adopté le règlement d'intervention et le plan de financement des IRVE.

Par délibération n° CS/21-018 du 15 mars 2021, le comité syndical a validé la modification de la convention financière en faveur à la prise en totalité en charge par les communes des frais de fonctionnement.

Par délibération n° CS/21-..... (du comité de juin)

Au vu de ces éléments, il est convenu ce qui suit :

### Article 1. Objet de la convention

La présente convention a pour objet de définir les modalités de financement des travaux d'installation des bornes pour véhicules électriques réalisés par le SYDESL sur le territoire de la commune.

Le SYDESL est Maître d'Ouvrage. Les plans d'exécution seront soumis par le SYDESL à l'avis de tous les services et collectivités locales concernés.

Les travaux comprennent :

- la fourniture et la pose d'une borne
- le génie civil et le raccordement au réseau de distribution
- l'aménagement avec réalisation de signalétique horizontale et verticale pour 2 places de parking par borne.
- l'équipement de bornes en système de supervision et d'interopérabilité

## Article 2. Modalités de financement

### 1. Installation et exploitation de la borne

#### a. Répartition des coûts

		Investissement (fourniture, pose)		Maintenance, supervision et exploitation
Borne .....	Total HT	Participation communale : 20% du cout global HT en €	Participation SYDESL : 80% du cout global HT en €	Participation communale annuelle : 100 %
Montant HT par opération	12 500 €	2 500 €	10 000 €	800 €

La participation prévisionnelle de la commune pour l'installation d'une borne sera calculée selon les devis établis par les entreprises prestataires et en fonction des options choisies par la commune.

Elle sera calculée sur la base du montant Hors Taxe de la dépense, le SYDESL prenant à sa charge la TVA et sa récupération via le Fond de compensation de la T.V.A.

La contribution financière de la commune sera ajustée au vu des montants réels de travaux des décomptes finaux des entreprises.

#### b. Règlement du coût de l'installation

A réception des travaux, au vu du décompte Général et Définitif transmis par l'entreprise prestataire, le SYDESL établira la participation de la commune pour la partie « Investissement (fourniture et pose) » selon les modalités de répartitions fixées au point II.1.a.

Pour le fonctionnement (maintenance et exploitation), la participation de la commune sera établie par le SYDESL, au terme de chaque année et au vu du décompte Général et Définitif transmis par l'entreprise prestataire.

Le versement sera effectué par la commune, auprès de la Paierie Départementale de Saône et Loire après réception de l'avis des sommes à payer envoyé par celle-ci, suite à l'émission du titre de recettes correspondant par le SYDESL.

## **2. Abonnement et fourniture d'énergie nécessaire à la charge**

L'abonnement électrique est souscrit par le SYDESL qui s'acquittera des factures auprès du fournisseur d'énergie.

Le SYDESL percevra la consommation réelle à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2022 et ce jusqu'à la fin de la présente convention

## **3. Gestion des sinistres**

La commune s'engage à avertir le Syndicat dans le cas de sinistre survenu sur la borne électrique.

### **a. Bornes intégrées au schéma de déploiement**

Les dommages consécutifs à un accident, à un acte de vandalisme ou à un vol sont gérés et financés par le SYDESL.

Toutefois en cas de tiers non identifié, le coût global de la remise en état sera réparti comme suit :

- SYDESL : 70 %
- Commune : 30%

### **b. Bornes supplémentaires par commune**

Les dommages consécutifs à un accident, à un acte de vandalisme ou à un vol sont gérés techniquement par le SYDESL et à la charge financière des communes.

## **Article 3. Rapport aux usagers**

La commune s'engage à accorder pendant 2 années à compter de la mise en service de la borne la gratuité du stationnement aux utilisateurs.

Le SYDESL financera la recharge jusqu'au 31 décembre 2021 (selon les modalités définies à l'article 2), afin de garantir la gratuité aux utilisateurs durant cette période.

A partir du 1<sup>er</sup> janvier 2022, la charge deviendra payante pour l'utilisateur et sera reversée au SYDESL.

## **Article 4. Durée**

La convention vaut jusqu'au 9 juillet 2024. Au-delà de ce délai, elle peut être prolongée par tacite reconduction pour une durée 1 an renouvelable.

La présente convention prend effet à compter de sa date de signature.

#### **Article 5. Résiliation**

Dans le cas où la commune déciderait unilatéralement de reprendre la compétence optionnelle « mobilité électrique », cette reprise se fera dans les conditions définies à l'article 7.2.2. des statuts du SYDESL.

#### **Article 6. Droit applicable – Juridiction**

La présente convention est soumise au droit français à l'exclusion de toute autre législation. Tout litige relatif à la conclusion, l'interprétation, l'exécution ou la cessation de la présente Convention, que les Parties ne pourraient résoudre amiablement, sera porté devant le tribunal Administratif de DIJON.

A MÂCON, le

A MÂCON le

Pour le SYDESL,

Pour la commune



**MANDAT D'ORGANISATION DES ACCORDS D'ITINERANCE  
POUR LA CHARGE DU VEHICULE ELECTRIQUE**

Le présent mandat est établi entre :

xxx

Ci-après « l'Aménageur »,

Et

Freshmile Services, société par actions simplifiée au capital de 1 921 200 euros, enregistrée au registre du commerce et des sociétés de Strasbourg sous le numéro 818 611 220, dont le siège social est situé à Aéroport Strasbourg, Bâtiment Blériot, 67960 Entzheim, France, représentée par M. Arnaud MORA, Directeur,

Ci-après « l'Opérateur »,

Ci-après désignées collectivement « les Parties ».



## Article 1 - Préambule

L'Aménageur est propriétaire de bornes de charge pour véhicules électriques et hybrides rechargeables. Il souhaite ouvrir son réseau de bornes au plus grand nombre d'utilisateurs de véhicules électriques. Cela passe notamment par la capacité à permettre la charge d'utilisateurs inscrits chez des opérateurs de mobilité tiers.

L'Opérateur exploite le service de charge sur les bornes de charge de l'Aménageur. Il gère notamment les moyens d'accès à la charge et de paiement mis à disposition des utilisateurs de véhicules électriques. Il est connecté à des opérateurs de mobilité tiers en direct et à des plateformes d'itinérance.

Dans ce cadre, l'Aménageur et l'Opérateur se sont rapprochés en vue de définir leurs rôles respectifs et leurs responsabilités pour établir les relations avec les opérateurs tiers.

### **CECI AYANT ETE EXPOSE, IL EST CONVENU CE QUI SUIVIT :**

## Article 2 - Définitions

L'**Accord d'itinérance** représente le contrat entre l'Opérateur et un Opérateur tiers, permettant à des Utilisateurs, clients de l'Opérateur tiers d'accéder au Réseau.

L'**Infrastructure de recharge** est constituée de l'ensemble des équipements mis à disposition par l'Aménageur pour recharger les véhicules électriques.

L'**Opérateur tiers** est un opérateur de mobilité, autre que l'Opérateur du Réseau de l'Aménageur.

Le **Rapport de fin de charge** décrit la session de charge effectuée par l'Utilisateur.

Le **Réseau** est constitué de l'ensemble des Infrastructures de charge installées par l'Aménageur et exploitées par l'Opérateur.

Le **Tarif** correspond au prix et conditions auxquels les sessions de charge sur le Réseau sont vendues aux Opérateurs Tiers, le Tarif définissant notamment le prix net perçu par l'Aménageur.

L'**Utilisateur** est toute personne qui utilise le Réseau en vue de charger un véhicule électrique.

### Article 3 - Objet

Le présent mandat (ci-après le « Mandat ») a pour objet de définir les termes et conditions du mandat donné par l'Aménageur à l'Opérateur en vue de permettre l'accès au Réseau à des Utilisateurs clients d'un Opérateur tiers.

Le Mandat et ses annexes expriment l'intégralité du mandat entre les Parties. Il annule et remplace tout autre document entre les Parties portant sur le même objet.

### Article 4 - Périmètre

L'Aménageur donne mandat à l'Opérateur, qui l'accepte, pour :

- Signer tout Accord d'itinérance avec les Opérateurs tiers ;
- Vendre des sessions de charge aux Opérateurs tiers selon le Tarif ;
- Collecter les recettes auprès des Opérateurs tiers pour reversement à l'Aménageur.

### Article 5 - Engagements de l'Opérateur

L'Opérateur s'engage à :

- Informer l'Aménageur des demandes d'accès au Réseau émanant de tout Opérateurs tiers, sans discrimination ou sélection préalable, sauf pour raisons techniques telles que précisées ci-après ;
- Appliquer le Tarif dans les Accords d'itinérance ;
- Signer les Accords d'itinérance en qualité d'Opérateur avec les Opérateurs tiers ;
- Informer l'Aménageur de l'expiration ou du renouvellement de tout Accord d'itinérance concernant le Réseau ;
- Collecter auprès des Opérateurs tiers les recettes correspondant aux sessions de charge effectuées par les Utilisateurs des Opérateurs tiers, telles que définies par les Rapports de fin de charge ;
- Solliciter l'Aménageur au cas où un Opérateur tiers négocierait les conditions de l'Accord d'itinérance.

L'Opérateur ne s'engage pas à :

- Accepter des Opérateurs tiers qui exigeraient des solutions techniques spécifiques pour l'interopérabilité non supportées par l'Opérateur ;
- Garantir le bon fonctionnement de l'interopérabilité en cas de dysfonctionnement imputable aux Opérateurs tiers ou à l'Infrastructure de charge.

## Article 6 - Engagements de l'Aménageur

L'Aménageur s'engage à :

- Mettre en relation l'Opérateur avec les Opérateurs tiers qui auraient contacté directement l'Aménageur ;
- Accompagner l'Opérateur en cas de négociation avec un Opérateur tiers portant sur les conditions de l'Accord d'itinérance.

## Article 7 - Durée et résiliation

Le Mandat entre en vigueur à compter de la date de signature et prend fin le [indiquer les mentions du marché]

L'Opérateur peut demander la résiliation du Mandat avant son achèvement avec un préavis de trois mois, étant entendu que cette résiliation met fin à l'accès au Réseau par les Utilisateurs clients des Opérateurs tiers. Pour maintenir l'accès au Réseau, les Opérateurs tiers contacteront directement le nouvel opérateur désigné par l'Aménageur ou à défaut l'Aménageur lui-même.

L'Aménageur se réserve le droit de résilier le Mandat avant son achèvement avec un préavis de trois mois en cas de liquidation ou redressement judiciaire de l'Opérateur ou en cas de manquements aux engagements de la part de l'Opérateur.

## Article 8 - Confidentialité

Les Parties s'engagent à ne pas divulguer à des tiers les informations confidentielles dont ils auraient eu connaissance dans le cadre du Mandat.

A cet effet, les Parties veilleront à prendre toutes les mesures nécessaires pour que leurs employés et sous-traitants s'engagent à respecter les mêmes obligations.

## Article 9 - Cession

Le Mandat ne pourra pas faire l'objet d'une cession totale ou partielle, à titre onéreux ou gracieux, par l'une ou l'autre des Parties, sauf accord préalable exprès et écrit de l'autre partie.

Envoyé en préfecture le 11/06/2021

Reçu en préfecture le 11/06/2021

Affiché le 11/06/2021

ID : 071-257102582-20210603-CS21\_035-DE

## Article 10 - Droit applicable et compétence juridictionnelle

En cas de litige, les Parties conviennent que le Tribunal du siège du défendeur sera seul compétent.

Fait à Entzheim, en deux exemplaires originaux,

Envoyé en préfecture le 11/06/2021

Reçu en préfecture le 11/06/2021

Affiché le 11/06/2021



ID : 071-257102582-20210603-CS21\_035-DE

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE  
 Département de Saône et Loire

**EXTRAIT DE REGISTRE**  
 des délibérations du Comité Syndical  
 du Syndicat Départemental d'Énergie de Saône et Loire (SYDESL)  
 Séance du 3 juin 2021

Nombre de Membres en exercice :  
 74  
 Nombre de Membres présents :32  
 Nombre de pouvoirs : 15  
 Nombre de mandats : 809  
 Pour : 809  
 Abstentions : 0

**CS21-036**

**Convention avec les communes pour la gestion des  
 Certificats d'Économie d'Énergie (CEE)**

**Le trois du mois de juin de l'année deux mille vingt et un, le Comité syndical du SYDESL s'est réuni à Mâcon, salle Henri Guillemain, à 14 heures, après convocation légale sous la présidence de M. Jean SAINSON, Président.**

**Etaient présents** : MM. BAJAU – RENAUD – PERCHE – MENNELLA – PERRAUD – BERTHET – CHASSERY – MME GONCALVES – MM. REYNAUD – PLET – GIRARDEAU – VARIN – FRIZOT – PISSELOUP – VIRELY – MARTIN – CHAILLET – PROTET – VOGEL – VERCHERE – PERRUCAUD – VIEUX – BORDAT – BURTIN – MAYA – CORNIER – POUCHELET – DEYNOUX – SAINSON – CHARLEUX – POPILLE – DESSOLIN.

**Participaient en visioconférence (sans droit de vote)** : MM. CHAPUIS – GENET – MME SARANDAO – DURAND – SALCE – MME MAUNY.

**Etaient excusés avec pouvoir** :

M. CHAUVET	pouvoir à	M. VIRELY	M. DURAND	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. GUILLEMAUT	pouvoir à	M. CHASSERY	M. SALCE	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. SPARTA	pouvoir à	M. MENNELLA	M. LACHEZE	Pouvoir à	M. PERRUCAUD
M. THEBAULT	pouvoir à	M. SAINSON	M. BERNARD	Pouvoir à	M. VIEUX
M. HES	pouvoir à	M. MAYA	MME MAUNY	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. CHAVIGNON	Pouvoir à	M. PERRUCAUD	M POIZEAU	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. PICARD	Pouvoir à	M. MENNELLA	M. BERGMANN	Pouvoir à	M. MAYA
M. CHAPUIS	Pouvoir à	M. SAINSON			

**Etaient absents dont excusés** : MME ANDRE - MM. VERJUX - PLATRET – DUMAINE – FEVRE – JOYET – LE CLOIREC - LANCIAU – RAGOT – MENAGER - KRZYWONOS – MARECHAL - CLERC – PATRU – FIERIMONTE - DAUGE – PINARD – TARDY – MAITRE – CARON – RIBOULIN – GELIN – BERTHIER – LAROCLETTE - AVENAS.

**Assistaient** : MME SEVESTRE - MM. JACCON – JOURNET - DÉGROLARD – DE MONREDON – OVISTE - MME FITON CHAVALLE – MME MAZILLE - M. SEBERT (Payeur Départemental).

Le Président constate que le quorum est atteint et ouvre la séance.

Il est procédé conformément à l'article L. 2121.15 du Code Général des Collectivités Territoriales, à l'élection d'un secrétaire pris dans le Comité ; M. REYNAUD ayant obtenu l'unanimité des suffrages, a été désigné pour remplir ces fonctions qu'il a acceptées.

Le Comité syndical a été convoqué le 27 mai 2021.

Le compte rendu de cette séance sera affiché au plus tard le 25 juin 2021.

## Convention avec les communes pour la gestion des Certificats d'Economie d'Energie (CEE)

### A. Le contexte réglementaire afférent aux CEE

Le Président expose que la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme a fixé les orientations de la politique énergétique (POPE) et a posé les fondements du dispositif des Certificats d'Economies d'Energie (CEE). Ce dispositif repose sur une obligation de réalisation d'économies d'énergie imposées aux fournisseurs d'énergie dont les ventes annuelles sont supérieures à un seuil défini par décret en Conseil d'Etat. Cette obligation est fixée par périodes pluriannuelles (généralement trois à quatre ans).

Les certificats sont comptabilisés en kilowattheures cumulés actualisés (kWhcumac), correspondant à la somme des économies d'énergie annuelles réalisées sur la durée de vie de l'équipement ou du service mis en œuvre. Une opération d'économie d'énergie peut intéresser les secteurs du bâtiment résidentiel, du bâtiment tertiaire, des réseaux d'énergie, du transport, de l'industrie ou de l'agriculture.

Pour chaque type de produit ou de service mis en œuvre, les quantités de kWhcumac générées par une opération sont calculées à partir de fiches standardisées définies par arrêté du Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie. La validité des CEE est reconnue par le Pôle National des Certificats d'Économies d'Énergie (PNCEE) sur examen des justificatifs de l'opération.

Désignés par l'article L 221-1 du Code de l'Energie, les vendeurs d'énergie soumis à obligations d'économies d'énergie sont dénommés « Obligés ».

Désignées par l'article L 221-7 du Code de l'Energie, les collectivités publiques peuvent obtenir des CEE à partir d'opérations d'économies d'énergie réalisées sur leur propre patrimoine ou dans le cadre de leurs compétences. N'étant pas soumises à obligations d'économies d'énergie, elles ont néanmoins la possibilité d'en détenir, et sont dénommées à ce titre « Eligibles ». Elles peuvent ensuite céder leur portefeuille de CEE à titre onéreux, ce qui permet d'amortir le coût des travaux pour une meilleure sobriété énergétique.

### B. Proposition de convention pour la gestion par le SYDESL des CEE

Les communes, les EPCI et le SYDESL sont éligibles à la détention de CEE et à leur valorisation. La constitution des dossiers et le dépôt des certificats sur le registre national Emmy peuvent être effectués de façon regroupée, les collectivités éligibles désignant l'une d'entre elles en tant que dépositaire commun.

Par ailleurs, la valorisation des CEE nécessite également un accompagnement. En effet, les prix des CEE varient et le choix du moment de la vente est déterminant. Il peut ainsi être conclu préalablement une convention de vente des CEE auprès d'un tiers, à un prix et pour un volume fixés.

Il est donc proposé de mettre à la disposition des collectivités territoriales et leurs groupements de Saône-et-Loire un service dédié à l'élaboration des dossiers CEE et à leur valorisation une fois obtenue la validation par le PNCEE.

Dans le cadre du programme ACTEE 2, le SYDESL est bénéficiaire d'une aide de la FNCCR pour financer à hauteur de 80 % les postes d'économiste de flux ainsi que de conseiller en financement partagé jusqu'au 31 décembre 2022. Ce dernier poste doit permettre d'assister les collectivités membres du SYDESL de trouver des aides financières permettant de couvrir tout ou partie du coût des travaux d'efficacité énergétique.

A ce titre, la valorisation des CEE constitue une opportunité intéressante. Il est donc proposé que la personne titulaire de ce poste se voit affectée les missions d'identification (et de priorisation le cas échéant), d'élaboration et de valorisation des CEE pour l'ensemble des collectivités de Saône-et-Loire.

En cas de besoin, ce nouvel agent pourrait se voir appuyé par les services suivants : communication, CEP et économiste des flux.

Une première phase de communication serait lancée une fois le recrutement effectué. Il comprendrait simultanément :

- la création d'une page dédiée sur le site du SYDESL ;
- une information lors des réunions de comités territoriaux ;
- l'envoi d'un mail à l'ensemble des collectivités territoriales de Saône-et-Loire ;
- le cas échéant, des réunions de présentation dont le nombre et les modalités restent à déterminer.

Les communes désireuses d'être accompagnées se verront proposées une convention à adopter ainsi qu'un modèle de délibération (voir document en annexe), sur lesquels les membres de la Commission sont invités à se prononcer.

Il convient de noter que l'adhésion au service CEE du SYDESL entraînerait un coût représentant 30 % (**pourcentage proposé par les commissions transition énergétique du 15 février et du 12 mai 2021**) du prix de vente des CEE générés suite aux travaux entrepris par l'adhérent et à la valorisation effectuée par le SYDESL. Il est proposé que le montant de cette participation soit attribué par le SYDESL à des travaux d'efficacité énergétique, déduction faite des frais de gestion pour l'élaboration et la valorisation des CEE.

**Cet exposé entendu et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité, décide :**

- De valider le projet de convention d'accompagnement des communes pour l'élaboration et la valorisation des CEE.
- D'autoriser le Président à signer le cas échéant, cette convention d'accompagnement des communes pour l'élaboration et la valorisation des CEE.

Fait en séance les jours, mois et an que dessus,

Le Président,

Jean SAINSON



**CONVENTION DE PARTENARIAT RELATIVE  
A LA VALORISATION MUTUALISEE  
DES CERTIFICATS D'ECONOMIES D'ENERGIE  
DES COLLECTIVITES TERRITORIALES DE SAÔNE-ET-  
LOIRE AVEC LE SYDESL**

**Entre :**

**D'une part,**

Raison sociale :

.....

Adresse : .....

SIREN :

.....

Représenté(e) par ..... en tant que

.....

Autorisé(e) par délibération n°..... en date du

.....

Ci-après dénommé(e) « le Bénéficiaire »

**Et d'autre part,**

**Syndicat Départemental d'Energie de Saône-et-Loire**

Situé au 200, boulevard de la Résistance 71 000 Mâcon

SIREN : 257 102 582

Représenté par Monsieur **Jean SAINSON**, Président du Syndicat

Autorisé par délibération n°...-... en date du 3 juin 2021

Ci-après dénommé « le SYDESL »

**Il est convenu ce qui suit :**

**Article 1<sup>er</sup> : CONTEXTE**

La loi n°2005-781 du 13 juillet 2005 a créé le dispositif des Certificats d'Economies d'Energie (CEE), qui instaure l'obligation pour les fournisseurs d'énergie, ci-après « les Obligés », de remplir un objectif fixé réglementairement en matière d'économies d'énergie. La preuve des opérations réalisées est fournie

par la détention de CEE, qui correspondent à des actions standardisées définies par arrêtés et validées par le Pôle National des CEE (ci-après nommé « le PNCEE ») après la présentation de pièces justificatives. Les Obligés peuvent procéder eux-mêmes à la réalisation de ces opérations, ou acquérir des titres auprès de tiers éligibles à détenir des CEE pour les travaux effectués pour leur compte.

Entendu que l'article L.221-7 du Code de l'Energie donne la possibilité aux collectivités locales de détenir des CEE suite aux opérations d'économies d'énergie réalisées sur leur territoire, il leur est permis de les céder à titre onéreux. Les CEE sont mesurés en kilowattheure cumac actualisé (kWh<sub>cumac</sub>) et représentent le total des économies d'énergie annuelles obtenues tout au long de la durée de vie de l'installation.

Les objectifs nationaux de réalisation d'économies d'énergie sont fixés par période triennale. La période actuelle s'étend du 1<sup>er</sup> janvier 2018 au 31 décembre 2021, et prévoit la réalisation d'économies d'énergie de l'ordre de 2 133 TWh. Une cinquième période débutera à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2022 et s'étendra jusqu'au 31 décembre 2025 et prévoit un objectif d'économie de 2 400 TWh sur cette durée.

Afin d'optimiser la vente de ces CEE, le SYDESL a proposé aux collectivités territoriales du département de Saône-et-Loire qui le souhaitent de regrouper les CEE obtenus dans le cadre des travaux éligibles au sein d'un même portefeuille, et d'en assurer la valorisation via son compte EMMY. La présente convention prévoit également la possibilité de confier à un opérateur tiers, ci-après nommé « l'Acheteur », l'achat à un prix collectif des CEE à fournir au PNCEE dans le cadre de du programme PRO-INNO-08.

## **Article 2 : OBJET**

La présente convention a pour objectif de fixer les dispositions par lesquelles le Bénéficiaire confie l'élaboration ainsi que la valorisation des CEE issues des opérations éligibles au dispositif des CEE.

Les opérations d'économies d'énergie concernées par la présente convention correspondent :

- Aux opérations engagées après le 1<sup>er</sup> septembre 2021 ;
- Aux opérations clôturées financièrement au 31 décembre 2025 ;
- Aux opérations d'économies d'énergie réalisées par le Bénéficiaire sur leurs biens propres ;
- Aux opérations connues du Bénéficiaire et auxquelles il ne s'est pas opposé.

Pendant toute la durée d'exécution de la Convention, le Bénéficiaire s'interdit de conclure tout autre accord, contrat ou convention visant à identifier, obtenir et valoriser des CEE dont il aura confié la charge au SYDESL. Plus largement, le Bénéficiaire s'interdit pendant toute la durée de la Convention de conclure avec un tiers tout accord, contrat ou convention ayant le même objet ou un objet similaire à la présente Convention.

## **Article 3 : ENGAGEMENTS DU SYDESL**

Le SYDESL s'engage à :

- Accompagner via un agent dédié le Bénéficiaire pour tout projet éligible aux CEE-TEPCV. L'accompagnement implique notamment de proposer, sur demande du Bénéficiaire, une assistance pour l'identification des potentiels de CEE, les prioriser le cas échéant, et élaborer les dossiers susceptibles d'être déposés auprès du PNCEE ;
- Regrouper l'ensemble des CEE obtenus à l'échelle des collectivités membres du regroupement et les vendre à un acheteur, via la plateforme EMMY du SYDESL, avec qui une convention aura été signée le cas échéant, après consultation du Bénéficiaire et des autres membres du groupement ;
- Travailler avec le Bénéficiaire et les autres membres du groupement sur la communication à mettre en place afin de valoriser cette opération ;

- Dans le cas où les missions précitées ne pourraient être réalisées par un agent du SYDESL, de faire accompagner le Bénéficiaire par un prestataire choisi aux frais du SYDESL.

#### **Article 4 : ENGAGEMENTS DU BENEFICIAIRE**

Le Bénéficiaire s'engage à :

- Désigner un interlocuteur privilégié dit « référent CEE » pour assurer le dialogue lors des échanges et une collaboration diligente des agents au cours des diverses étapes de la mission en particulier lors de l'instruction technique de la demande et indispensable à la bonne réalisation du dossier.
- Communiquer sur simple demande écrite de l'agent dédié du SYDESL, ou à défaut au prestataire désigné par le SYDESL, les éléments nécessaires à la réalisation des dossiers CEE en vue de leur validation par le PNCEE ;
- A participer aux efforts de communication décidés communément avec le SYDESL visant à faire faire connaître le dispositif d'élaboration et de valorisation des CEE ;
- Mutualiser les dossiers CEE avec le SYDESL et le cas échéant avec le prestataire de manière à pouvoir estimer le volume des CEE valorisables ;
- Communiquer auprès des autres collectivités sur la valorisation de cette opération, et de manière générale sur le partenariat objet de la présente convention.

#### **Article 5 : CONFIDENTIALITE**

Les Parties s'imposent une obligation de confidentialité pour l'ensemble des documents et des informations qu'elles seront amenées à se communiquer et à connaître l'une de l'autre dans le cadre de la présente Convention. Cette obligation perdurera à l'expiration de la présente Convention pour une durée de un an (1 an) et ne pourra être levé dans l'intervalle qu'après accord exprès et écrit de la Partie concernée.

La présente obligation ne s'applique pas lors des cas de figure suivants :

- Les renseignements ou données appartenant au domaine public ou qui tombent dans le domaine public ;
- Les renseignements ou données figurant dans des publications antérieures à la date de signature de la présente convention.

Les communications rendues nécessaires pour la validation des demandes auprès du PNCEE ne sont pas incluses dans cette obligation, de même que toute demande transmise par le prestataire aux Parties.

Le cas échéant, le SYDESL s'engage à ce que le prestataire s'impose les obligations de confidentialité susmentionnées.

#### **Article 6 : RESPONSABILITE**

Le SYDESL engage sa responsabilité pour les actions commises dans le cadre de la présente convention, conformément aux dispositions contenues dans le Code civil en matière délictuelle et contractuelle.

Sa responsabilité ne pourra en aucun cas être mise en cause dans l'hypothèse où les informations qui lui auraient été transmises par la Bénéficiaire ou tout membre se révéleraient erronées. Le Bénéficiaire s'engage par conséquent à ne pas mettre en cause la responsabilité du SYDESL si la valorisation des CEE pour des actions entreprises sur son territoire est compromise du fait d'une transmission erronée des informations nécessaires à la constitution du dossier CEE, sauf manquement aux obligations d'accompagnement prévues par l'article 3 de la présente convention.

Le SYDESL s'engage à ce que le Bénéficiaire ne soit en rien concernée par les éventuels manquements commis par un tiers à la convention, notamment une autre commune, dans la valorisation du volume de CEE obtenus sur son territoire.

### **Article 7 : MODALITES DE RESTITUTION**

La restitution du produit financier de la vente des CEE aura lieu dans un délai d'un mois maximum après réception du paiement par le SYDESL. Le SYDESL restitue au Bénéficiaire soixante-dix pour cent (70%) du produit de la vente des CEE issus des travaux engagés par le Bénéficiaire sur le compte EMMY du SYDESL. Le SYDESL s'engage à utiliser le montant lui revenant pour des opérations d'efficacité énergétique sur le territoire des Bénéficiaires, déduction faite des dépenses de fonctionnement de cette prestation.

### **Article 8 : DUREE - RESILIATION**

La Convention entre en vigueur à la date de signature des présentes pour une durée de cinq (5) ans, et pourra faire l'objet d'une reconduction par avenant de prolongation en cas de nouvelle période de dépôt des CEE.

En cas d'inexécution par l'une des Parties d'une ou plusieurs obligations indiquées dans la présente Convention, la Partie lésée adressera à l'autre Partie un courrier en recommandé avec accusé de réception, en lui demandant de remplir la ou les obligations en question. A défaut de réponse ou en cas de réponse insuffisante de l'autre Partie dans les quinze jours suivant la réception du courrier, la Partie lésée pourra résilier la présente convention de plein droit en adressant un courrier en recommandé avec accusé de réception, la résiliation étant effective à sa date de réception.

Dans le cas où une modification législative, réglementaire ou conjoncturelle du dispositif des Certificats d'Economies d'Energie aurait pour effet la remise en cause des clauses de partenariat ci-dessus définies, le SYDESL en informera le Bénéficiaire par lettre recommandée mettant un terme à la présente convention dès sa réception. Cette annulation ne porte pas sur les procédures déjà engagées en vue d'un dépôt de certificats et/ou de leur valorisation financière, qui seront conduites à leur terme.

### **Article 9 : JURIDICTION**

La présente convention cadre est soumise au droit français.

Tout litige survenant à l'occasion de l'exécution de la présente convention relèvera de la compétence exclusive du tribunal administratif de Dijon.

Fait à ....., le .....

En trois exemplaires originaux,

Pour le Bénéficiaire,

Le Maire,

(Cachet et signature)

Pour le SYDESL,

Le Président,

M. Jean SAINSON

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE  
 Département de Saône et Loire

**EXTRAIT DE REGISTRE**  
 des délibérations du Comité Syndical  
 du Syndicat Départemental d'Énergie de Saône et Loire (SYDESL)  
 Séance du 3 juin 2021

Nombre de Membres en exercice : 74  
 Nombre de Membres présents : 32  
 Nombre de pouvoirs : 15  
 Nombre de mandats : 809  
 Pour : 809  
 Abstentions : 0

**CS21-037**

**Statuts de la SAS CENTRALES VILLAGEOISES SOLEIL SUD BOURGOGNE**

**Le trois du mois de juin de l'année deux mille vingt et un, le Comité syndical du SYDESL s'est réuni à Mâcon, salle Henri Guillemain, à 14 heures, après convocation légale sous la présidence de M. Jean SAINSON, Président.**

**Etaient présents** : MM. BAJAU – RENAUD – PERCHE – MENNELLA – PERRAUD – BERTHET – CHASSERY – MME GONCALVES – MM. REYNAUD – PLET – GIRARDEAU – VARIN – FRIZOT – PISSELOUP – VIRELY – MARTIN – CHAILLET – PROTET – VOGEL – VERCHERE – PERRUCAUD – VIEUX – BORDAT – BURTIN – MAYA – CORNIER – POUCHELET – DEYNOUX – SAINSON – CHARLEUX – POPILLE – DESSOLIN.

**Participaient en visioconférence (sans droit de vote)** : MM. CHAPUIS – GENET – MME SARANDAO – DURAND – SALCE – MME MAUNY.

**Etaient excusés avec pouvoir** :

M. CHAUVET	pouvoir à	M. VIRELY	M. DURAND	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. GUILLEMAUT	pouvoir à	M. CHASSERY	M. SALCE	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. SPARTA	pouvoir à	M. MENNELLA	M. LACHEZE	Pouvoir à	M. PERRUCAUD
M. THEBAULT	pouvoir à	M. SAINSON	M. BERNARD	Pouvoir à	M. VIEUX
M. HES	pouvoir à	M. MAYA	MME MAUNY	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. CHAVIGNON	Pouvoir à	M. PERRUCAUD	M POIZEAU	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. PICARD	Pouvoir à	M. MENNELLA	M. BERGMANN	Pouvoir à	M. MAYA
M. CHAPUIS	Pouvoir à	M. SAINSON			

**Etaient absents dont excusés** : MME ANDRE - MM. VERJUX - PLATRET – DUMAINE – FEVRE – JOYET – LE CLOIREC - LANCIAU – RAGOT – MENAGER - KRZYWONOS – MARECHAL - CLERC – PATRU – FIERIMONTE - DAUGE – PINARD – TARDY – MAITRE – CARON – RIBOULIN – GELIN – BERTHIER – LAROCLETTE - AVENAS.

**Assistaient** : MME SEVESTRE - MM. JACCON – JOURNET - DÉGROLARD – DE MONREDON – OVISTE - MME FITON CHAVALLE – MME MAZILLE - M. SEBERT (Payeur Départemental).

Le Président constate que le quorum est atteint et ouvre la séance.

Il est procédé conformément à l'article L. 2121.15 du Code Général des Collectivités Territoriales, à l'élection d'un secrétaire pris dans le Comité ; M. REYNAUD ayant obtenu l'unanimité des suffrages, a été désigné pour remplir ces fonctions qu'il a acceptées.

Le Comité syndical a été convoqué le 27 mai 2021.

Le compte rendu de cette séance sera affiché au plus tard le 25 juin 2021.

## Statuts de la SAS Centrales Villageoises Soleil Sud Bourgogne

Le Président expose :

### A. Rappel des échanges entre le SYDESL et la SAS CVSSB

La SAS CENTRALES VILLAGEOISES SOLEIL SUD BOURGOGNE a été créée à partir d'un rassemblement de citoyens désireux de développer la production d'électricité d'origine photovoltaïque à partir de toitures publiques ou privées sur un territoire réparti sur trois EPCI : Communauté de Communes du Clunisois, Saint-Cyr Mère Boitier et Mâconnais Beaujolais Agglomération.

Cette SAS fait partie du réseau « Centrales Villageoises » qui a eu l'occasion de développer des projets d'initiative citoyenne dans d'autres départements : <http://www.sudbourgogne.centralesvillageoises.fr>.

Ce regroupement recherche 30 à 35 toits pour installer des panneaux d'une puissance d'au plus 9 kWc (soit 60 m<sup>2</sup> de surface). La centrale fait étudier le toit et son environnement et fait le cas échéant installer les panneaux après avoir conclu un contrat de location avec le propriétaire.

A noter que sont assurées par des bénévoles les actions suivantes : la promotion du projet, la présélection des toitures, les négociations avec les bailleurs, la conduite des appels d'offres pour AMO et installateur, le suivi des chantiers et des raccordements ; le suivi de la production et la gestion.

Une aide de 10 000 € a été demandée au SYDESL le 5 juin 2018 pour aider au financement de ces études, dont le montant s'élèverait en 2019-2020 à 46 864 €.

La commission MDE-ENR en date du 29 janvier 2018 avait donné un accord de principe à la demande d'aide, sous réserve de disposer d'un modèle de contrat de bail ainsi que d'une demande formelle et d'un justificatif d'utilisation de la subvention. Toutefois, il s'est avéré que le SYDESL ne pouvait juridiquement pas accorder ce type d'aide, n'ayant pas la compétence pour ce faire.

En revanche, il a été proposé que le SYDESL intègre l'actionnariat de cette SAS à hauteur de 10 000 € pour être en capacité de lui apporter une aide en tant qu'associé, sous réserve de la viabilité du projet.

D'un montant initial de 7 000 €, le capital de cette société s'élève désormais à 142 600 € suite à plusieurs levées de fonds. Un nouvel appel est en cours, visant à réunir 200 000 € supplémentaires, portant ainsi le capital à 342 600 € si l'objectif était atteint.

Le Comité syndical du 21 janvier 2021 a validé cette proposition et un message notifiant sa délibération a été transmis à la C.V.S.S.B.

### B. Retour de la CVSSB et présentation de ses Statuts

Une réponse favorable a été communiquée au SYDESL le 8 février 2021, avec les statuts de la SAS (voir document annexe n° 5) en vue de son adhésion.

Il convient de remarquer que les actionnaires sont responsables du passif social qu'à concurrence de leurs apports.

Concernant le retour sur investissement, si les résultats sont positifs, sont constituées en priorité les réserves légales (ce qui revient à un résultat non distribué).

Puis les résultats sont distribués à partir de l'année 4 d'existence de la SAS, suivant le tableau ci-dessous. Le surplus ira aux réserves légales.

Distribution des bénéfices SAS CVSSB :

Réserve légale (% du résultat)	5 %	
Réserve statutaire (% du résultat)	0.0 %	
Distribution années 1 à 3	0.0%	Année 1 = 2019
Distribution années 4 et 5	30.0%	Année 4 = 2022
Distribution années 6 à 20	70.0%	Année 6 = 2024

Il est donc difficile d'estimer un montant de chiffre d'affaires ou de résultat annuel : cela dépendra du nombre de centrales et surtout de la puissance totale installée.

Suite aux échanges entre les représentants de la société et le SYDESL, une rentabilité annuelle moyenne à 20 ans de 1 % / an sur les fonds propres est visée.

**Cet exposé entendu et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité, décide :**

- D'autoriser le Président à signer les Statuts de la SAS CVSSB ainsi que tout document administratif nécessaire à la prise de participation du SYDESL à hauteur de 10 000 € dans le capital de ladite SAS.

Fait en séance les jours, mois et an que dessus,

Le Président,

Jean SAINSON



## « SAS Centrales Villageoises Soleil Sud Bourgogne »

Société par actions simplifiée à capital variable

Au capital de 7000 €

Siège social : 59, rue Jacques Prévert 71000 MACON

RCS

## STATUTS

### Les soussignés, membres fondateurs

Madame Evelyne, Marie-José PORCHER, né le 11/04/1962 à Mâcon (71), domiciliée au Lieu-dit Auvreau, 71520 Matour, célibataire,

Madame Susanne NEUBAUER, nationalité allemande, née le 17/06/1961 à Rammelsbach en Allemagne (RFA), domiciliée au 292, rue des Peiguins 71960 Davayé, mariée le 29/08/2005 sous le régime de la séparation des biens, avec Monsieur Gilles CEPEDE,

Monsieur Pierre, Marie, Jean NESME, né le 29/10/1946 à Matour (71), retraité, demeurant 15 rue de la Source 71850 Charnay les Mâcon, divorcé non remarié,

Monsieur Michel, Georges LOPEZ, né le 03/03/1960, à Oran, Algérie, domicilié au Lieu-dit Auvreau, 71520 Matour, célibataire,

Monsieur Jean, Marie, Désiré LAPALUS, né le 11/04/1939 à Donzy-le-National (71), domicilié à Ciergues, 71250 La Vineuse-sous-Frégande, marié sous le régime de la communauté avec Renée, Jeanne Dubois,

Monsieur Patrick, Paul, Jacques HUBERT, né le 12/10/1953, à Creutzwald (57), domicilié au 566 route des Teppes, 71260 Saint Gengoux de Scissé, marié sous le régime simple (pas de contrat de mariage), le 1er juillet 1977, à Madame Geneviève, Marie, Emilie BELLIER,

Monsieur Henri GRENARD né le 01/02/1948 à Les Bouchoux (39) domicilié au 145 rue de la Lyre 71000 Mâcon, marié sous le régime de la communauté à Mme Armelle RAULT,

Monsieur Dominique, Jules, Léon DEHOUCK, né le 18/12/1955 à Vieille Eglise (62), domicilié au 28, rue Victor Hugo, 92000 Nanterre, célibataire,

Madame Bernadette COMMENGE, née le 11/10/1959 à Saint-Gaudens, domiciliée au 38 montée du village, Cidex 506, 71570 Chânes, célibataire,

Madame Laurence, Lucienne BOUBET, née le 4/11/1960 à Paris 19<sup>e</sup>, domiciliée au 59 rue Jacques Prévert 71000 MACON, célibataire

Ci-après dénommés les « actionnaires »

Ont préalablement exposé ce qui suit :

Par souci de simplicité, dans le texte qui suit les personnes sont désignées au masculin, quel que soit leur genre.

## Préambule

La SAS Centrales Villageoises Soleil Sud Bourgogne s'inscrit dans le programme de développement des Centrales Villageoises originellement initié en Rhône-Alpes avec le soutien de l'Europe et de l'ex Région Rhône-Alpes, soutenu par la Fédération Nationale des Parcs naturels régionaux et Auvergne Rhône Alpes Energie Environnement. Les présents statuts s'appuient sur des valeurs partagées par toutes les SAS portant des projets de centrales villageoises.

Les centrales villageoises s'inscrivent dans une démarche globale de réduction des consommations d'énergies et particulièrement de celles basées sur les énergies fossiles productrices de gaz à effet de serre. Elles concourent à un développement massif des énergies renouvelables qui s'inscrivent dans une démarche territoriale et respecte ses valeurs.

Centrales Villageoises Soleil Sud Bourgogne

Handwritten signatures and initials: SN, JL, 1/18, and other illegible marks.



Elle s'engage notamment à :

- œuvrer au maximum avec les élus pour une concertation et une coconstruction des projets avec les habitants et acteurs du territoire,
- respecter les patrimoines paysager, urbanistique, architectural, social qui constituent les fondements du territoire et contribuer à une perception positive de son évolution par les habitants et usagers du territoire,
- rechercher en priorité à conforter le développement local, et concourir à la création de richesse pour ses habitants et entreprises,
- contribuer à travers ses actions au renforcement des liens sociaux sur le territoire et à la mise en valeur de ses qualités.

Ceci exposé, les soussignés ont établi les statuts de la Société par actions simplifiée qu'ils ont convenu de constituer.

## TITRE I CONSTITUTION - DENOMINATION - OBJET - DUREE - SIEGE

### Article 1er \_ Forme

Il est formé entre les soussignés et tous ceux qui adhéreront ultérieurement aux présents statuts, une Société par actions simplifiée à capital variable, régie notamment par :

- le livre II du Code de commerce et plus particulièrement les articles L231-1 et suivants relatifs aux sociétés à capital variable et les articles L.227-1 à L227-20 relatifs aux sociétés par actions simplifiée,
- et par les présents statuts

### Article 2 \_ Dénomination

La dénomination sociale de la Société est : « Centrales Villageoises Soleil Sud Bourgogne »

Dans tous les actes et documents émanant de la Société, la dénomination sociale doit être précédée ou suivie immédiatement des mots « Société par Actions Simplifiée à capital variable » ou des initiales « S.A.S. à capital variable », et de l'énonciation du montant du capital social.

### Article 3 \_ Objet social

La Société a pour objet :

- l'installation et l'exploitation de centrales de production d'énergie renouvelable et la vente de l'énergie produite,
- le développement et la promotion des énergies renouvelables et des économies d'énergies,
- toutes activités annexes, connexes ou complémentaires s'y rattachant directement ou indirectement, ainsi que toutes opérations civiles, commerciales, industrielles, mobilières, immobilières, de crédit, utiles directement ou indirectement à la réalisation de l'objet social ainsi défini.

La Société « Centrales Villageoises Soleil Sud Bourgogne » ne peut réaliser d'investissements immobiliers que sur le territoire constitué par les communes de Aigueperse, Ameugny, Bergesserin, Berzé-la-Ville, Berzé-le-Châtel, Blanot, Bonnay, Bourgvilain, Brandon, Bray, Buffières, Burzy, Bussièrès, Cenves, Chaintré, Chânes, Charbonnières, Charnay-lès-Mâcon, Chasselas, Château, Chérizet, Chevagny-les-Chevrières, Chevagny-sur-Guye, Chiddes, Chissey-lès-Mâcon, Clermain, Cluny, Cortambert, Cortevalx, Crèches-sur-Saône, Curtil-sous-Buffières, Curtil-sous-Burnand, Davayé, Dompierre-les-Ormes, Donzy-le-Pertuis, Flagy, Fuissé, Germaignes-sur-Grosne, Gibles, Grièges, Hurigny, Igé, Jalogny, Joncy, La Chapelle-du-Mont-de-France, La Guiche, La Roche-Vineuse, La Vineuse sur Fregande, Laizé, Le Rousset-Marizy, Leynes, Lournand, Mâcon, Malay, Massilly, Matour, Mazille, Milly-Lamartine, Montagny-sur-Grosne, Montmelard, Passy, Pierreclos, Pressy-sous-Dondin, Prissé, Replonges, Sully, Saint-Amour-Bellevue, Saint-André-le-Désert, Saint-Bonnet-des-Bruyères, Saint-Clément-sur-Guye, Saint-Huruge, Saint-Laurent-sur-Saône, Saint-Léger-sous-la-Bussière, Saint-Marcellin-de-Cray, Saint-Martin-Belle-Roche, Saint-Martin-

Centrales Villageoises Soleil Sud Bourgogne

P  
RL  
2/18  
SN  
Handwritten notes and signatures

de-Salency, Saint-Martin-la-Patrouille, Saint-Maurice-de-Satonnay, Saint-Pierre-le-Vieux, Saint-Point, Saint-Vérand, Saint-Vincent-des-Prés, Saint-Ythaire, Sainte-Cécile, Salornay-sur-Guye, Sancé, Savigny-sur-Grosne, Serrières, Sigy-le-Châtel, Saignon, Sologny, Solutré-Pouilly, Talzé, Trades, Tramayes, Trambly, Trivy, Varennes-lès-Mâcon, Vergisson, Verosvres, Verzé, Vésines, Vinzelles.

#### Article 4 \_ Durée

La durée de la Société est de 99 années, à compter de son immatriculation au Registre du Commerce et des Sociétés, sauf les cas de prorogation ou de dissolution anticipée.

Les décisions de prorogation de la durée de la Société ou de dissolution anticipée sont prises par décision collective des actionnaires statuant à la majorité des deux tiers des voix.

#### Article 5 \_ Siège social

Le siège de la Société est fixé au 59, rue Jacques Prévert 71000 MACON.

Il peut être transféré en tout endroit, dans la limite du périmètre du territoire, par décision du Conseil de gestion.

## TITRE II CAPITAL SOCIAL – ACTIONS

#### Article 6 \_ Apports

Lors de la constitution, il est apporté à la Société une somme totale de sept mille (7.000) euros correspondant à soixante-dix (70) actions de numéraire, d'une valeur nominale de cent (100) euros chacune, souscrites et libérées intégralement, ainsi qu'il résulte du certificat établi en date du par La Banque Postale, dépositaire des fonds, auquel est demeurée annexée la liste des souscripteurs avec l'indication, pour chacun d'eux, des sommes versées.

#### Article 7 \_ Capital social initial

Le capital social initial est fixé à la somme de sept mille (7.000) euros correspondant à soixante-dix (70) actions de numéraire, d'une valeur nominale de cent (100) euros chacune.

#### Article 8 \_ Variabilité du capital – Capital minimum – Capital maximum – Pourcentage détenu

En application des dispositions des articles L.231 à L.231-8 du Code de commerce, le capital social est susceptible d'augmentation au moyen de l'admission de nouveaux associés ou de la souscriptions d'actions nouvelles par les associés et de diminution par la reprise totale ou partielle des apports effectués par les associés.

Sous réserve de ce qui est stipulé ci-après, le capital social effectif peut augmenter sans respecter les règles ordinaires jusqu'au montant du capital maximum statutaire fixé à un million (1.000.000) d'euros.

De même, le capital social effectif peut diminuer par la reprise totale ou partielle des apports effectués par les actionnaires dans la limite du capital minimum statutaire fixé à quinze mille euros (15 000 €).

Le capital social statutaire maximum et le capital social statutaire minimum pourront être modifiés par décision collective des associés statuant à la majorité des deux tiers des voix.

Dans les limites de la variabilité du capital fixées ci-dessus, le Président a tous pouvoirs pour recevoir la souscription en numéraire d'actions nouvelles émanant des associés et effectuer les inscriptions modificatives dans les comptes de la Société.

Lorsque les souscriptions proviennent de nouveaux souscripteurs, autres que les associés, il est fait application de la clause d'admission prévue à l'article 12 des statuts.

Les trois premières années suivant l'immatriculation de la Société, les actions nouvelles seront souscrites à leur valeur nominale.

A compter de la quatrième année, chaque année, l'assemblée générale annuelle décidera, pour les cessions ultérieures, s'il y a lieu d'émettre les actions nouvelles avec une prime d'émission. Le cas échéant,

P  
BR  
SN  
JL  
3/18  
D  
AUL

l'assemblée générale décidera le montant de cette prime d'émission. Dans tous les cas les actions nouvelles devront être intégralement libérées.

Sauf dérogation accordée par décision collective à la majorité des deux tiers, à l'issue du second exercice social suivant la constitution de la Société, chaque actionnaire doit détenir moins de 20% du capital social. En application des dispositions qui précèdent, l'actionnaire qui détiendrait un pourcentage d'actions supérieur à 20%, quelle que soit l'origine de ce dépassement (souscription d'actions, succession ou liquidation d'un régime matrimonial, évolution du capital social, etc.) est tenu de céder ses actions dans le délai de six mois suivant la tenue de l'assemblée générale ayant statué sur les comptes du second exercice social ou de l'assemblée statuant sur l'exercice au cours duquel est survenu ce dépassement. L'actionnaire cède les actions en surplus soit à un ou plusieurs actionnaires, soit à un ou plusieurs tiers agréés selon la procédure prévue à l'article 11.2, soit, à la Société. Dans ce dernier cas, celle-ci est tenue dans un délai de douze mois soit de céder soit d'annuler lesdites actions.

#### Article 9 \_ Forme des actions - Souscriptions

Les actions sont nominatives, non négociables et indivisibles à l'égard de la Société. La Société ne reconnaît qu'un propriétaire pour chacune d'elles. Les nouvelles actions seront souscrites au moyen d'un bulletin de souscription, établi en deux exemplaires originaux, à conserver par chacune des Parties. La propriété des actions résulte de leur inscription en compte individuel d'associé, au nom des titulaires, sur le registre tenu par la Société à cet effet.

#### Article 10 \_ Droits et obligations attachés aux actions

Chaque action donne droit à une part proportionnelle à la quotité du capital social qu'elle représente dans les bénéfices et dans l'actif social. Les actionnaires ne sont responsables du passif social qu'à concurrence de leurs apports. La possession d'une action comporte de plein droit adhésion aux présents statuts et aux résolutions des Assemblées Générales régulièrement adoptées. Tout actionnaire a le droit d'être informé sur la marche de la Société et d'obtenir la communication de documents sociaux. Pour la prise des décisions collectives, chaque actionnaire dispose d'une voix quel que soit le nombre d'actions qu'il détient.

#### Article 11 \_ Cession d'actions

##### 11.1 Clause d'inaliénabilité

Les actions ne peuvent être cédées pendant les cinq premières années, à compter de l'immatriculation de la Société.

Toutefois, au vu de circonstances particulières dûment motivées, l'interdiction d'alléner pourra être levée par décision du Conseil de gestion.

##### 11.2 Clause de préemption et d'agrément

11.2.1 Toute cession d'actions à un tiers non actionnaire doit être prioritairement proposée aux autres actionnaires de la Société. Les actionnaires disposent d'un délai de trois mois pour exercer ce droit à compter de la réception de la demande formulée par le cédant et adressée au Président de la Société.

11.2.2 La notification adressée au Président comprend les éléments suivants :

- Le nombre d'actions concernées ;
- Les informations sur le cessionnaire envisagé : nom, prénoms, adresse et nationalité ou s'il s'agit d'une personne morale : dénomination, siège social, numéro R.C.S., montant et répartition du capital, identité de ses dirigeants sociaux ;
- Le prix et les conditions de la cession projetée ;

11.2.3 Cette demande d'agrément est transmise par le Président aux actionnaires, avec les moyens de son choix, et dans un délai d'un mois à compter de la réception de la notification du cédant.

Centrales Villageoises Solnil Sud Bourgogne

P  
SC  
JL  
HG  
17/06  
4/18  
SN  
F

11.2.4 A l'issue du délai de trois mois suivant la notification et à défaut d'exercice du droit de préemption par l'un des actionnaires, le cédant peut vendre à tout acquéreur de son choix, dans la limite de l'agrément du Conseil de gestion prévu ci-après.

11.2.5 Le cessionnaire pressenti doit satisfaire aux conditions prévues à l'article 12 relatives à l'admission d'un nouvel actionnaire.

11.2.6 Sauf en cas de succession, de liquidation de communauté de biens entre époux, ou de cession, soit à un conjoint, soit à un ascendant, soit à un descendant, la cession d'actions à un tiers non actionnaire, qu'elle ait lieu à titre gratuit ou onéreux est soumise à l'agrément de la Société dans les conditions prévues ci-après.

11.2.7 Le Conseil de gestion se prononce sur l'agrément de la cession dans un délai de trois mois à compter de l'extinction du délai de préemption prévu ci-dessus.

Il statue à la majorité des deux-tiers des voix des membres présents ou représentés.

S'il n'agrée pas le cessionnaire proposé, et que celui-ci n'a pas retiré son offre dans le délai de 8 jours, le Conseil de gestion est tenu, dans un délai de trois mois à compter de la notification du refus, de faire acquérir les actions soit par un ou plusieurs actionnaires ou tiers agréés selon la procédure ci-dessus prévue, soit par la Société.

Dans ce dernier cas, celle-ci est tenue dans un délai de six mois soit de céder, soit d'annuler lesdites actions. Ces facultés peuvent être combinées.

11.2.8 Si, à l'expiration du délai de trois mois prévu à l'alinéa 11.2.7, l'achat n'est pas réalisé, l'agrément est considéré comme donné.

11.2.9 Le prix de rachat des actions par un tiers ou par la Société est celui mentionné dans la notification ou, à défaut d'accord, fixé à dire d'experts dans les conditions de l'article 1843-4 du Code civil.

11.2.10 Les mêmes règles sont applicables, en cas d'augmentation du capital, à la cession des droits préférentiels de souscription.

11.2.11 Tous les frais résultant du transfert sont à la charge du cessionnaire.

### TITRE III

#### ADMISSION - RETRAIT - EXCLUSION - REMBOURSEMENT

##### Article 12 – Admission d'un nouvel actionnaire

Toute personne physique ou morale peut se porter candidate pour devenir associée à condition de satisfaire aux conditions suivantes :

- être majeure ;
- être mineur émancipé ;
- être mineur non émancipé représenté par son tuteur ou administrateur légal ;
- souscrire un nombre minimum de 5 actions pour les personnes morales dont le chiffre d'affaires est supérieur à 50.000 € en moyenne au cours des trois exercices antérieurs.

Sauf lorsque l'admission fait déjà l'objet de la clause d'agrément prévue à l'article 11.2, toute personne sollicitant son admission doit présenter sa demande au Président de la Société lequel la transmet au Conseil de gestion qui accepte ou refuse l'admission.

La notification adressée au Président comprend les éléments suivants :

- Le nombre d'actions concernées ;
- Les informations suivantes : nom, prénoms, adresse et nationalité ou s'il s'agit d'une personne morale : dénomination, siège social, numéro R.C.S., montant et répartition du capital, identité de ses dirigeants sociaux.

Le Conseil de gestion statue sur l'admission à la majorité des deux-tiers des voix des membres présents ou représentés.

Un représentant des héritiers d'un associé décédé ou leur tuteur peut solliciter son admission dans les mêmes conditions.

La liste actualisée des associés est communiquée à chaque assemblée générale annuelle.

Centrales Villagerises Soteil Sud Bourgogne

S.M.E

2021 10/06/2021

5/18

Par dérogation aux stipulations qui précèdent, l'admission d'un nouveau membre, à compter du 3<sup>e</sup> exercice, pour un montant de capital supérieur à 20% du capital social, pourra être acceptée par décision collective des actionnaires prise à la majorité des deux-tiers.

#### Article 13 – Retrait d'un associé

Sauf application des dispositions concernant le capital social statutaire minimum, tout actionnaire pourra se retirer de la Société à la date de clôture de chaque exercice social à compter de la cinquième (5<sup>ème</sup>) année suivant l'immatriculation de la Société.

Toutefois, au vu de circonstances particulières dûment motivées, l'interdiction de se retirer pendant le délai de cinq (5) ans pourra être levée par la majorité des deux tiers du Conseil de gestion.

Le retrait devra être notifié au Président par courriel avec accusé de réception ou, à défaut, lettre recommandée avec accusé de réception, deux mois au moins avant la clôture de l'exercice.

Il prendra effet à la clôture de cet exercice social.

Dans le cas où la demande de retrait d'un actionnaire devrait être refusée du fait qu'elle aurait pour effet de ramener le capital en dessous du capital minimum statutaire tel que fixé à l'article 8 ci-dessus, le retrait, pour tout ou partie de ses actions, serait prioritairement proposé au dit associé dès que le montant du capital social le permettrait.

#### Article 14\_ Clause d'exclusion

Un associé peut être exclu de la Société en cas de survenance d'un des événements suivants :

- Non respect des statuts ;
- Préjudice moral ou matériel causé à la Société ;
- Défaut de règlement des sommes dues à la Société, un mois après une sommation de payer faite par lettre recommandée avec accusé de réception restée infructueuse ;
- Condamnation à une peine criminelle ;
- Pour les sociétés, si la Société associée a vu son contrôle modifié au sens de l'article L. 233-3 du Code du Commerce, depuis l'agrément de son admission au sociétariat de la Société.

#### Procédure d'exclusion :

La décision d'exclusion devra figurer à l'ordre du jour de l'assemblée générale.

L'actionnaire devra être convoqué à cette assemblée, par lettre recommandée avec demande d'accusé de réception, résumant les griefs invoqués contre lui et l'invitant à présenter sa défense au cours de cette assemblée, soit par lui-même, soit par un autre associé.

Il doit s'écouler un délai minimum de trente (30) jours entre la date d'expédition de la convocation et le jour de la comparution.

La décision d'exclusion est prise par l'assemblée générale des actionnaires à la majorité des deux tiers des voix après avis du Conseil de gestion.

A défaut d'être présent ou représenté à l'assemblée générale, la décision est reportée à une seconde assemblée et l'associé est convoqué une nouvelle fois par lettre recommandée avec demande d'accusé de réception.

A défaut d'être présent ou représenté à la deuxième assemblée générale, la décision est prise en son absence.

Si la décision d'exclusion est votée, elle sera immédiatement exécutoire.

La notification de la décision d'exclusion est faite par courriel avec accusé de réception ou, à défaut, par lettre recommandée avec demande d'accusé de réception.

Le rachat des actions de l'associé exclu est fait dans le respect des clauses de préemption et d'agrément. A défaut de repreneur, la Société annule les actions. Durant la procédure de rachat des actions de l'associé exclu, ce dernier est privé de son droit d'assister aux assemblées d'associés, suivant la date de son exclusion et jusqu'au rachat de ses actions.

Centrales Villageoises Soleil Sud Bourgogne

V7 S N R nul H R A A J L P

6/18

#### Article 15 – Perte de la qualité d'associé

La perte de la qualité d'associé peut résulter des situations suivantes :

- La cession d'actions ;
- Le décès de l'associé ;
- Le retrait de l'associé ;
- L'exclusion prononcée par l'Assemblée Générale, après avis motivé du Conseil de gestion, dans les conditions prévues à l'article 14 des statuts.

#### Article 16 – Droits et obligations de l'actionnaire sortant

L'actionnaire qui se retire ou est exclu a droit au remboursement de la somme versée sur le montant nominal de ses actions.

Cette somme est, le cas échéant, diminuée de sa quote-part dans le montant des pertes qui excèdent les réserves figurant au bilan.

Inversement, elle est augmentée de sa quote-part dans les réserves excédant les pertes figurant au bilan sauf cas d'exclusion où l'associé perçoit au maximum le montant nominal des actions.

Pour ce calcul, il est tenu compte, en cas de retrait, du bilan arrêté à la date d'effet du retrait et pour les autres cas, du dernier bilan arrêté avant l'exclusion, à moins que le Conseil de gestion ne préfère établir une situation à la date de prise d'effet de l'exclusion.

Dans tous les cas le bilan servant au calcul des droits de l'actionnaire sortant sera établi sur la base des valeurs réelles des actifs et des passifs, arrêtées par expertise, dans les conditions prévues à l'article 1843-4 du Code civil.

Le remboursement des sommes dues à l'actionnaire, dans les conditions ci-dessus, ou à ses ayants droit, doit intervenir dans le délai fixé par le Président, de façon à ne pas préjudicier au bon fonctionnement de la Société, sans que ce délai puisse excéder un an, dans le respect du dernier alinéa de l'article 13 des présents statuts.

L'actionnaire quittant la Société est tenu de rembourser à celle-ci toutes sommes pouvant lui être dues, ainsi que, le cas échéant, le montant de sa quote-part dans les pertes calculées comme il est dit ci-dessus. Ce remboursement doit être effectué immédiatement, le Président pouvant, toutefois, accorder des délais, s'il l'estime opportun.

### TITRE IV

#### ADMINISTRATION – CONTROLE

##### Article 17 Le Président

La Société est représentée, gérée et administrée par un Président, personne physique choisie parmi les associés.

Le premier Président est nommé dans les statuts. En cours de vie sociale, il est nommé ou renouvelé par le Conseil de gestion.

Le Conseil de gestion nomme, en outre, un Vice-Président chargé de convoquer le Conseil de gestion et de procéder aux consultations collectives des actionnaires en cas d'empêchement du Président. En l'absence ou en cas d'empêchement du Président, le Vice-Président préside les assemblées des actionnaires.

Le premier Vice-Président est nommé dans les statuts.

Les fonctions de Président et de Vice-Président ne sont pas rémunérées.

La durée des fonctions du Président et du Vice-Président est de 2 ans renouvelable 5 fois.

La révocation du Président et du Vice-Président peut être prononcée à tout moment par le Conseil de gestion.

##### Pouvoirs du Président

Le Président représente la Société à l'égard des tiers, conformément à l'article L 227-6 du Code de commerce.

Centrales Villageoises Soleil Sud Bourgogne

S.M.E. n.c. H.C. S. H. 7/18

Sous réserve des pouvoirs expressément attribués à la collectivité des associés par les présents statuts ou la loi et sous réserve des pouvoirs attribués statutairement au Conseil de gestion, le Président est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir au nom de la Société dans la limite de l'objet social.

Lorsqu'il n'est pas nommé de commissaires aux comptes, le Président établit un rapport sur les conventions visées à l'article L.227-10 du Code de commerce qu'il présente aux actionnaires.

Dans les rapports avec les tiers, la Société est engagée même par les actes du Président qui ne relèvent pas de l'objet social, à moins qu'elle ne prouve que le tiers savait que l'acte dépassait cet objet ou qu'il ne pouvait l'ignorer compte tenu des circonstances, étant exclu que la seule publication des statuts suffise à constituer cette preuve.

Les dispositions statutaires limitant les pouvoirs du Président sont inopposables aux tiers.

Le Président doit recueillir l'accord préalable du Conseil de gestion pour les décisions suivantes :

- admettre un nouvel associé,
- acquérir ou céder tout élément d'actif d'un montant supérieur par opération à 500 euros,
- prendre l'initiative de tout procès ou transaction de quelque nature que ce soit,
- conclure toute convention d'occupation,
- conclure toute convention d'emprunt avec les organismes bancaires
- créer ou supprimer toute branche d'activité,
- créer, supprimer ou déplacer toute unité de production, tout établissement secondaire.

#### Article 18\_Délégation de pouvoirs

Le Président pourra se substituer partiellement dans ces pouvoirs autant de mandataires qu'il avisera.

En cas d'empêchement temporaire du Président pour une durée n'excédant pas six mois, le Vice-Président exerce les fonctions de Président par intérim.

En cas d'empêchement d'une durée supérieure ou de décès du Président, le Conseil de gestion pourvoit au remplacement du Président dans les conditions prévues aux articles 17 et 19.

#### Article 19\_Conseil de gestion

Le Conseil de gestion est composé de six à quinze membres choisis parmi les actionnaires.

Par dérogation, à la constitution de la Société, le Conseil de gestion peut être composé de trois à quinze membres.

Les associés complètent le nombre de sièges du Conseil de gestion afin qu'il atteigne le minimum de six en une ou plusieurs fois, lors de la première assemblée générale suivant l'immatriculation de la Société et, le cas échéant, des assemblées suivantes.

Les premiers membres du Conseil de gestion sont désignés dans les statuts.

Par la suite, les membres du Conseil sont nommés ou renouvelés dans leurs fonctions à la majorité des deux-tiers, par décision collective des associés qui peuvent les révoquer à tout moment dans les mêmes conditions.

Le Président est membre de droit du Conseil de gestion dont il assure la présidence. Les membres du Conseil de gestion désignent un président de séance en leur sein.

Le mandat des membres du Conseil de gestion est de 2 ans renouvelable.

Le Conseil de gestion propose les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre. Sous réserve des pouvoirs légaux attribués à la collectivité des associés, il se saisit de toutes questions intéressant la bonne marche de la Société et règle, par ses délibérations, les affaires qui la concernent.

Il arrête les comptes annuels et le rapport de gestion à présenter à l'assemblée générale annuelle des associés ainsi que la proposition d'affectation des résultats.

Il convoque l'assemblée générale annuelle d'approbation des comptes sociaux, en fixe l'ordre du jour et arrête les projets de résolutions à présenter à l'assemblée générale.

Par suite de l'assemblée générale annuelle, il arrête les modalités de paiement des dividendes.

Il est, en outre, compétent pour les pouvoirs spécifiques qui lui sont attribués par les statuts, notamment le Président devra recueillir l'accord préalable du Conseil de gestion pour les décisions figurant à l'article 17.

Le Conseil de gestion met en œuvre la procédure d'agrément.

Centrales Villageoises Soleil Sud Bourgogne

SN. FE nhl H G AR D SH JV P

8/18

Il décide :

- Le transfert du siège social ;
- La levée de la clause d'interdiction d'alléner ou du retrait d'un associé avant la durée de cinq (5) ans suivant l'immatriculation de la Société.

Tout membre du Conseil de gestion qui disposerait par ailleurs d'une fonction d'élu au sein d'une collectivité s'engage à ne pas se trouver en conflit d'intérêt dans l'exercice de son mandat électif, et à en rendre compte au moins une fois par an, ou de s'y soumettre à toute sollicitation du Conseil de gestion. De la même manière, tout membre du conseil de gestion qui exercerait par ailleurs une activité commerciale en lien avec l'objet social de la Société s'engage à ne pas se trouver en conflit d'intérêt dans l'exercice de ses fonctions.

Il décide, en outre, le principe et les modalités des avances en compte courant d'associé.

Le Conseil de gestion se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige et, au moins une fois tous les trois mois.

Le Conseil de gestion est convoqué par son Président, ou, en cas d'empêchement du Président, par le Vice-Président par tout moyen écrit (lettre, courriel, télécopie) cinq jours à l'avance ou à la demande de 3 de ses membres. En cas d'urgence, le Conseil de gestion peut être réuni sans délai. La convocation précise l'ordre du jour.

Sauf majorité statutaire spécifique prévue pour certaines décisions, le Conseil de gestion statue à la majorité des voix des membres présents ou représentés, en cas de partage la voix du Président compte double.

Chaque membre peut se faire représenter à la séance d'un Conseil de gestion dans le cadre d'un mandat écrit donné à un autre membre ou à défaut au Président. Le nombre de mandat par personne est limité à 2.

Les décisions et avis du Conseil de gestion sont constatés dans des procès-verbaux signés par le président de séance et au moins un autre membre du Conseil de gestion et conservés dans un registre spécial.

Dans les rapports avec les tiers, la Société n'est engagée que par le Président qui devra toutefois rendre compte de sa gestion au Conseil de gestion.

#### Article 20\_ Commissaires aux comptes

A la constitution de la Société, il n'est pas nommé de commissaires aux comptes.

En cours de vie sociale, si la Société venait à remplir les conditions légales d'appartenance à un groupe ou si elle venait à répondre à l'un des critères définis légalement et tirés du nombre de salariés, du chiffre d'affaires ou du total du bilan, le contrôle légal de la Société devra être effectué par un commissaire aux comptes titulaire et un commissaire aux comptes suppléant désignés par décision collective des actionnaires.

Les commissaires aux comptes sont nommés pour six exercices, leurs fonctions expirant après l'approbation des comptes du sixième exercice.

Ils exercent leurs fonctions dans les conditions prévues par la loi et les règlements en vigueur relatifs aux sociétés commerciales.

#### Article 21\_ Conventions entre la Société et ses dirigeants

Conformément aux dispositions de l'article L.227-10 du code de commerce, le commissaire aux comptes ou, s'il n'en a pas été désigné, le Président de la Société présente aux actionnaires un rapport sur les conventions intervenues directement ou par personne interposée entre la Société et son Président, l'un de ses dirigeants, l'un de ses actionnaires disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % ou, s'il s'agit d'une Société actionnaire, la société la contrôlant au sens de l'article L.233-3.

Les associés statuent sur ce rapport.

Les conventions non approuvées, produisent néanmoins leurs effets, à charge pour la personne intéressée et éventuellement pour le Président et les autres dirigeants d'en supporter les conséquences dommageables pour la Société.

### TITRE V

#### DECISIONS COLLECTIVES DES ACTIONNAIRES

Centrales Villageoises Solmit Sud Bourgogne

S.N.E. *nal* *HEC* *DA* *P* 19/18 *M*



**Article 22 – Droits de vote - Représentation. Conditions de majorité**

Tout actionnaire a le droit de participer aux décisions collectives quel que soit le nombre d'actions qu'il possède, sous réserve de la déchéance encourue pour défaut de libération, dans le délai prescrit, des versements exigibles sur ses actions.

Le droit de participer aux décisions collectives est subordonné à l'inscription en compte, des actions, au nom de leur titulaire, au plus tard à la date de la décision collective.

Pour la prise de décision collective, il est fait référence aux stipulations de l'article 10 des statuts.

Dans les assemblées, chaque actionnaire peut se faire représenter par son conjoint, son partenaire pacsé ou par un autre actionnaire de la Société. Il peut aussi voter par correspondance. Chaque actionnaire présent ne peut représenter que 5 actionnaires.

Sous réserve des décisions requérant l'unanimité ou une majorité particulière en application des dispositions légales ou des présents statuts, les décisions collectives sont adoptées à la majorité simple des voix. Pour le calcul de la majorité, dans tous les cas, hormis l'unanimité requise par la loi, seuls les participants, au sens du premier alinéa de l'article 24 des présents statuts, sont pris en compte.

Requièrent, notamment, une décision unanime des associés conformément aux dispositions de l'article L.227-19 du Code de commerce, l'adoption ou la modification des clauses statutaires relatives à l'inaliénabilité des actions, l'agrément des cessions d'actions, à l'obligation pour un associé de céder ses actions et à la suspension de ses droits non pécuniaires.

**Article 23 – Décisions obligatoirement prises par l'assemblée générale des actionnaires.**

Les décisions en matière d'augmentation ou de réduction de capital (en dehors de l'application de la clause de variabilité du capital social), d'amortissement, de fusion, de scission, de dissolution, de transformation en une société d'une autre forme, de nomination de commissaires aux comptes (le cas échéant), de comptes annuels et de bénéfices ainsi que l'approbation des conventions visées à l'article L.227-10 du Code de commerce sont, dans les conditions prévues par les statuts, exercées collectivement par les actionnaires. Relèvent, également, de la décision collective des actionnaires les décisions suivantes :

- Toute autre modification statutaire ;
- La nomination des membres du Conseil de gestion, leur révocation ;
- L'exclusion d'un actionnaire ;
- La prise de participation de la Société dans tout groupement ou société ;
- La poursuite de la Société ou sa dissolution en cas d'insuffisance des capitaux propres ;
- La décision d'autoriser l'émission d'obligations et la fixation de ses modalités ou la délégation au Président ou au Conseil de gestion des pouvoirs pour réaliser l'émission d'obligation et en arrêter les modalités ;
- Le dépassement du seuil de détention du capital au-delà de 20%, par un actionnaire ou toute personne souhaitant entrer au capital.

**Article 24 – Modalités de consultation des actionnaires**

Toutes les décisions collectives pourront être prises en assemblée, à distance, par voie de consultation écrite ou d'un vote électronique, par conférence vidéo ou encore dans un acte signé par tous les actionnaires. Le choix de la forme de la décision collective appartient au Président.

Toutefois, l'assemblée générale est réunie au moins une fois par an, dans les six mois de la date de clôture de l'exercice pour statuer sur les comptes sociaux.

Le Président est aussi tenu de convoquer l'assemblée générale lorsque l'ordre du jour comprend un point relatif à l'exclusion d'un actionnaire ou lorsqu'il s'agit de statuer sur la poursuite ou la dissolution de la Société du fait de l'insuffisance des capitaux propres.

Les assemblées d'actionnaires sont convoquées par le Président sauf lorsqu'il s'agit de l'assemblée générale annuelle où celle-ci est convoquée par le Conseil de gestion.

Les convocations sont signées du Président, ou en cas d'empêchement du Président, par le Vice-Président. À défaut, elles peuvent être également convoquées par le commissaire aux comptes, s'il en est nommé, ou par un mandataire de justice dans les conditions et selon les modalités prévues par la loi.

07 SM J NUL HB BR D CH JL P

La convocation des assemblées générales est faite, aux frais de la Société, par lettre simple ou recommandée, ou par voie électronique avec accusé de réception (sauf lorsqu'au moment de son admission, l'associé aura souhaité être convoqué uniquement par courrier). La convocation est adressée, à chacun des actionnaires, un mois au moins avant la date de l'assemblée.

En cas de consultation écrite, le texte des résolutions ainsi que les documents nécessaires à l'information des actionnaires sont adressés à chacun par tous moyens.

Les assemblées sont convoquées au siège social ou en tout autre lieu indiqué sur la convocation.

L'assemblée est présidée par le Président ou, en son absence ou son empêchement, par le Vice-Président. A défaut, l'assemblée désigne parmi les associés présents son président de séance.

À chaque assemblée est tenue une feuille de présence : celle-ci dûment émargée par les actionnaires présents et les mandataires, est certifiée exacte par le président de séance.

Tout actionnaire peut voter par correspondance, au moyen d'un bulletin établi par la Société et remis aux actionnaires qui en font la demande. Il devra compléter le bulletin, en cochant pour chaque résolution, une case unique correspondant au sens de son vote.

Les actionnaires disposent d'un délai minimal de quinze jours à compter de la réception des projets de résolutions pour émettre leur vote, lequel peut être émis par lettre recommandée avec accusé de réception ou par courriel avec accusé de réception.

Le défaut de réponse dans le délai indiqué par la convocation vaut abstention totale de l'actionnaire.

L'ordre du jour de l'assemblée ou de la consultation à distance, qui doit être indiqué dans la lettre de convocation, est arrêté par l'auteur de la convocation. Aucune décision ne pourra être prise en dehors des résolutions de l'ordre du jour.

#### Article 25 – Procès-verbaux

Toute décision collective prise par les actionnaires est constatée par un procès-verbal, dressé et signé par le Président de séance et un autre actionnaire.

Le résultat de la consultation écrite est consigné dans un procès-verbal mentionnant la réponse de chaque actionnaire.

Les procès-verbaux sont établis sur des registres spéciaux, tenus au siège social, cotés et paraphés.

Toutefois, les procès-verbaux peuvent être établis sur des feuilles mobiles, numérotées sans discontinuité, paraphées.

Dès qu'une feuille a été remplie, même partiellement, elle doit être jointe à celles précédemment utilisées.

Toute addition, suppression, substitution ou interversion de feuilles est interdite.

Les copies ou extraits de délibérations des actionnaires sont valablement certifiées conformes par le Président ou le Vice-Président.

Au cours de la liquidation de la Société, leur certification est valablement effectuée par le seul liquidateur.

### TITRE VI

#### COMPTES SOCIAUX – REPARTITION DES RÉSULTATS

##### Article 26 \_ Exercice social

Chaque exercice social a une durée d'une année, qui commence le premier janvier et se termine le trente et un décembre.

Par exception le premier exercice commencera le jour d'immatriculation de la Société et se clôturera le 31 décembre de l'année suivante.

##### Article 27 \_ Inventaire et comptes sociaux

Il est tenu une comptabilité régulière des opérations sociales, conformément à la loi. À la clôture de chaque exercice, le Conseil de gestion dresse l'inventaire des divers éléments de l'actif et du passif existant à cette date. Il présente les comptes annuels de l'exercice, il arrête des comptes annuels et soumet l'approbation des comptes de l'exercice aux actionnaires à l'occasion de l'Assemblée Générale annuelle.

Il est procédé, même en cas d'absence ou d'insuffisance du résultat de gestion, aux amortissements et provisions nécessaires.

Centrales Villageoises Soleil Sud Bourgogne

S.N. E. 1766. 40/12. 12/11. P.

11/18

Le Conseil de gestion établit le rapport de gestion qui décrit la situation de la Société durant l'exercice écoulé, les événements importants survenus entre la date de clôture de l'exercice et la date à laquelle il est établi, les perspectives et évolutions possibles.

#### **Article 28\_ Approbation des comptes annuels et répartition des résultats**

L'assemblée générale des actionnaires est appelée à statuer collectivement sur l'approbation des comptes de l'exercice.

Dans les six mois de la clôture, le Conseil de gestion arrête les comptes et établit un rapport de gestion qui est soumis à l'approbation de l'Assemblée Générale.

L'affectation des résultats est proposée par le Conseil de gestion et décidée par l'Assemblée Générale des actionnaires.

Après approbation des comptes annuels et constatation d'un bénéfice distribuable, l'assemblée générale détermine, sur proposition du Conseil de gestion, la part attribuée aux actionnaires sous forme de dividendes.

Sur décision de l'Assemblée Générale le solde peut être versé en réserve ou affecté au financement d'autres projets correspondant à l'objet social, soit distribué aux associés.

Les trois premières années, la totalité du solde est versée en réserve. Ensuite, chaque année au moins 30 % du solde sont versés en réserve : réserve légale et réserve de projet.

#### **Article 29 \_ Paiement des dividendes**

Le paiement des dividendes se fait dans les conditions arrêtées par le Conseil de gestion lors de sa première réunion suivant l'Assemblée Générale.

Ce paiement sera versé aux actionnaires dans un délai maximal de neuf mois après la clôture de l'exercice sauf demande d'inscription en compte pour versement ultérieur faite par ceux-ci à la souscription des actions.

#### **Article 30 \_ Utilisation des réserves**

L'Assemblée générale décide de l'affectation des réserves (hors réserves légales de 5%).

### **TITRE VII**

#### **PROROGATION - DISSOLUTION – LIQUIDATION**

#### **Article 31 \_ Capitaux propres insuffisants par rapport au capital social**

Conformément aux dispositions de l'article L.225-248 du Code de commerce, si du fait des pertes constatées dans les documents comptables, les capitaux propres deviennent inférieurs à la moitié du capital social, les associés doivent décider en assemblée générale s'il y a lieu ou non à dissolution anticipée de la Société.

#### **Article 32 \_ Dissolution, liquidation, prorogation**

Hors cas prévus par la loi, les associés peuvent décider la dissolution volontaire anticipée par décision collective adoptée à la majorité des deux tiers des voix des actionnaires.

La décision collective désigne le ou les liquidateurs.

La liquidation de la Société est effectuée conformément aux dispositions légales.

Le boni de liquidation est réparti entre les actionnaires proportionnellement au nombre de leurs actions.

La décision de prorogation de la Société est prise par décision collective des actionnaires à la majorité des deux tiers des voix des actionnaires, un an au moins avant la date d'expiration de la Société.

#### **Article 33 \_ Contestations**

Toute contestation qui pourrait s'élever au cours de l'existence de la Société ou après sa dissolution pendant le cours des opérations de liquidation, soit entre les associés ou anciens associés et la Société, soit entre les associés ou anciens associés eux-mêmes, au sujet des affaires sociales ou à l'exécution des présents statuts,



seront soumises à l'arbitrage d'un organisme habilité ou au tribunal compétent du lieu d'immatriculation de la Société.

Chacune des parties désignera un arbitre, puis les arbitres désignés en choisiront un autre, de manière que le tribunal arbitral soit constitué en nombre impair. À défaut d'accord sur cette désignation, il y sera procédé par voie d'ordonnance du Président du tribunal de commerce du lieu du siège social, saisi comme en matière de référé par une des parties ou un arbitre.

L'instance arbitrale ne prendra pas fin par la révocation, le décès, l'empêchement, l'abstention ou la récusation d'un arbitre. Il sera pourvu à la désignation d'un nouvel arbitre par ordonnance du Président du tribunal de commerce saisi comme il est dit ci-dessus, non susceptible de recours.

Les arbitres seront tenus de suivre les règles établies par les tribunaux. Ils statueront comme amiables compositeurs et en dernier ressort, les parties convenant de renoncer à la voie de l'appel. Les honoraires des arbitres seront supportés à égalité par les parties.

Les parties attribuent compétence au Président du tribunal de commerce du lieu du siège social tant pour l'application des dispositions qui précèdent que pour le règlement de toutes autres difficultés.

## TITRE VIII

### DISPOSITIONS DIVERSES

#### Article 34 \_ Engagement pour le compte de la Société avant la signature des statuts

La Société ne jouira de la personnalité morale qu'à dater de son immatriculation au Registre du Commerce et des Sociétés.

Préalablement à la signature des statuts et conformément à l'article R.210-6 du Code de commerce, l'état des actes accomplis pour le compte de la Société en formation avec l'indication pour chacun d'eux, de l'engagement qui en résultera pour la Société, a été présenté aux soussignés, étant précisé que ledit acte a été tenu à la disposition des actionnaires trois jours au moins avant la signature des présentes.

Cet état est annexé aux présents statuts et sa signature emportera reprise de ces engagements par la Société lorsqu'elle aura été Immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés.

#### Article 35 \_ Mandat de prendre des engagements pour le compte de la Société entre la signature des statuts et son immatriculation

Les soussignés, membres fondateurs de la Société « Centrales Villageoises Soleil Sud Bourgogne », société par actions simplifiée à capital variable, au capital de sept mille euros, dont le siège social est 59, rue Jacques Prévert 71000 MACON donne mandat au Président, Madame Laurence, Lucienne BOUBET demeurant au 59, rue Jacques Prévert, de prendre au nom et pour le compte de la Société, entre la signature des statuts jusqu'à son immatriculation au Registre du commerce et des Sociétés, tous les engagements permettant d'ores et déjà l'exercice de l'activité sociale.

C'est ainsi que Madame Laurence, Lucienne BOUBET, est autorisée dans le cadre de son mandat et pour le compte de la Société à passer les engagements jugés urgents et conformes à l'intérêt social, encaisser toutes sommes, faire toutes déclarations, acquitter toutes taxes ou impôts, signer toutes pièces et en général faire le nécessaire.

Les soussignés donnent également mandat à Madame Laurence, Lucienne BOUBET pour accomplir toutes les formalités de constitution et notamment :

- Effectuer les publicités légales, dépôts de pièces et insertions ;
- Faire toutes déclarations exigées par les administrations fiscales ou autres ;
- Faire immatriculer la Société au Registre du Commerce et des Sociétés ;
- Payer les frais de constitution ;

Les soussignés donnent également mandat à Madame Laurence, Lucienne BOUBET pour :

- Retirer de la Banque Postale, après immatriculation de la Société au Registre du Commerce et des Sociétés, la somme de 3.000 euros, provenant des souscriptions en numéraire, et consentir quittance de ladite somme au nom de la Société ;

Centrales Villageoises Soleil Sud Bourgogne

3 N E      mac      [Signature]      [Signature]      [Signature]      [Signature]      [Signature]      13/18

- Signer tous actes, formules, pièces, registres et procès-verbaux nécessaires, faire toutes déclarations, fournir toutes justifications utiles, élire domicile et substituer.

Mention « Bon pour acceptation de pouvoir », suivie de la ou des signatures

\* "Bon pour acceptation de pouvoir"; S. Neubauer  
 Bon pour acceptation de pouvoir F. c. PORCHER  
 Bon pour acceptation de pouvoir N.H. Y.  
 Bon pour acceptation de pouvoir G.H.  
 Bon pour acceptation de pouvoir J. GUYON  
 Bon pour acceptation de pouvoir J. HUBERT  
 Bon pour acceptation de pouvoir M. G.  
 Bon pour acceptation de pouvoir

**Article 36 \_ Désignation du premier Président et du premier Vice-Président**

Le premier Président de la Société, nommé aux termes de l'article 17 des statuts, pour une durée de 2 ans devant s'achever lors de l'assemblée générale des associés devant statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019, est :

Madame Laurence, Lucienne BOUBET, née le 4/11/1960 à Paris 19°, domiciliée au 59 rue Jacques Prévert 71000 Mâcon.

Madame Laurence, Lucienne BOUBET accepte les fonctions qui lui sont confiées et déclare n'être atteinte d'aucune incompatibilité ni d'aucune interdiction susceptibles d'empêcher sa désignation et l'exercice de ses fonctions.

Le premier Vice-Président de la Société, nommé aux termes de l'article 17 des statuts, pour une durée de 2 ans devant s'achever lors de l'assemblée générale des associés devant statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019, est :

Monsieur Michel, Georges LOPEZ, né le 03/03/1960, à Oran, Algérie, domicilié au Lieu-dit Auvreau, 71520 Matour.

Monsieur Michel LOPEZ accepte les fonctions qui lui sont confiées et déclare n'être atteint d'aucune incompatibilité ni d'aucune interdiction susceptibles d'empêcher sa désignation et l'exercice de ses fonctions.

**Article 37 \_ Désignation des premiers membres du Conseil de gestion**

Les six premiers membres du Conseil de gestion, nommés aux termes de l'article 19 des statuts, pour une durée de 2 ans devant s'achever lors de l'assemblée générale des associés devant statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019, sont :

Madame Evelyne, Marie-José PORCHER, née le 11/04/1962 à Mâcon (71), domiciliée au Lieu-dit Auvreau, 71520 Matour,

Monsieur Pierre, Marie, Jean NESME, né le 29/10/1946 à Matour (71), retraité, demeurant 15 rue de la Source, 71850 Charnay les Mâcon,

Monsieur Michel, Georges LOPEZ, né le 03/03/1960, à Oran, Algérie, domicilié au Lieu-dit Auvreau, 71520 Matour,

Centrales Villageoises Soleil Sud Bourgogne

17 S.N. F. N.H. Y. G.H. J. GUYON J. HUBERT M. G.

Monsieur Jean, Marie, Désiré LAPALUS, né le 11/04/1939 à Donzy-le-National (71), domicilié à Clergues, 71250 La Vineuse-sous-Frégande,  
 Monsieur Dominique, Jules, Léon DÉHOUCK, né le 18 décembre 1955 à Vieille Eglise (62), domicilié au 28, rue Victor Hugo, 92000 Nanterre,  
 Madame Laurence, Lucienne BOUBET, née le 4/11/1960 à Paris 19<sup>e</sup>, domiciliée au 59 rue Jacques Prévert, 71000 Mâcon,

lesquels acceptent les fonctions qui leur sont confiées et déclarent n'être atteints d'aucune incompatibilité ni d'aucune interdiction susceptibles d'empêcher leur désignation et l'exercice de leurs fonctions.

Fait à Mâcon  
 Le 10 juin 2018

En trois exemplaires originaux, dont un pour être déposé au siège et deux pour les formalités d'enregistrement et de dépôt au greffe du tribunal de commerce

**Les actionnaires (paraphes et signatures)**

*[Handwritten signatures and initials]*  
 L. BOUBET  
 S.N.  
 S. Neubauer  
 H.S.  
 B. COMHENNE  
 P.H.  
 J. Noye

**Le Président** (mention « Bon pour acceptation des fonctions de Président suivie de sa signature »)

Bon pour acceptation des fonctions de Président

*[Handwritten signature]*

**Le Vice-Président** (mention « Bon pour acceptation des fonctions de Vice-Président suivie de sa signature »)

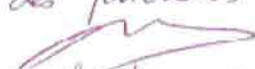
Bon pour acceptation des fonctions de Vice-Président

*[Handwritten signature]*


Centrales Villagoises Soleil Sud Bourgogne


S.N. E H.S. H.C. J.H.

Les membres du Conseil de gestion (mention « Bon pour acceptation des fonctions de membre du Conseil de gestion suivie de leur signature »)


Bon pour acceptation des fonctions de membre du Conseil de gestion 

Bon pour acceptation des fonctions de membre du Conseil de gestion S. NEUBAUS

Bon pour acceptation des fonctions de membre du Conseil de gestion  C. PORCHER

Bon pour acceptation des fonctions de membre du Conseil de gestion DAL 

Bon pour acceptation des fonctions de membre du conseil de gestion DHK 

Bon pour acceptation des fonctions de membre du conseil de gestion JL 

Centrales Villageoises Soleil Sud Bourgogne

S.N.  DAL  DHK   DHT JL 

16/18

## SAS Centrales Villageoises Soleil Sud Bourgogne

Société par actions simplifiée à capital variable

Au capital de sept mille euros

Siège social : 59, rue Jacques Prévert 71000 MACON

En cours de formation

### ÉTAT DES ACTES ACCOMPLIS POUR LE COMPTE DE LA SOCIÉTÉ EN FORMATION PRÉALABLEMENT À LA SIGNATURE DES STATUTS

#### Les soussignés

Madame Evelynne, Marie-José PORCHER, née le 11/04/1962 à Mâcon (71), domiciliée au Lieu-dit Auvreau, 71520 Matour, célibataire,

Madame Susanne NEUBAUER, nationalité allemande, née le 17/06/1961 à Rammelsbach en Allemagne (RFA), domiciliée au 292 rue des Pelguins 71960 Davayé, mariée le 29/08/2005 sous le régime de la séparation des biens, avec Monsieur Gilles CEPEDE,

Monsieur Pierre, Marie, Jean NESME, né le 29/10/1946 à Matour (71), retraité, demeurant 15 rue de la Source, 71850 Charnay les Mâcon, divorcé non remarié,

Monsieur Michel, Georges LOPEZ, né le 03/03/1960, à Oran, Algérie, domicilié au Lieu-dit Auvreau, 71520 Matour, célibataire,

Monsieur Jean, Marie, Désiré LAPALUS, né le 11/04/1939 à Donzy-le-National (71), domicilié à Ciergues, 71250 La Vigneuse-sous-Frégande, marié sous le régime de la communauté avec Renée, Jeanne DUBOIS,

Monsieur Patrick, Paul, Jacques HUBERT, né le 12/10/1953, à Creutzwald (57), domicilié au 566 route des Teppes, 71260 Saint Gengoux de Scissé, marié sous le régime simple (pas de contrat de mariage), le 1er juillet 1977, à Madame Geneviève, Marie, Emilie BELLIER,

Monsieur Henri GRENARD né le 01/02/1948 à Les Bouchoux (39) domicilié au 145 rue de la Lyre, 71000 Mâcon, marié sous le régime de la communauté à Mme Armelle RAULT,

Monsieur Dominique, Jules, Léon DEHOUCK, né le 18 décembre 1955 à Vieille Eglise (62), domicilié au 28, rue Victor Hugo, 92000 Nanterre, célibataire,

Madame Bernadette COMMENGE, née le 11/10/1959 à Saint-Gaudens (31), domiciliée 38 montée du village, Cidex 506, 71570 Chânes, célibataire

Madame Laurence, Lucienne BOUBET, née le 4/11/1960 à Paris 19<sup>e</sup>, domiciliée au 59 rue Jacques Prévert, 71000 Mâcon, célibataire,

#### Déclarent :

- Avoir pris connaissance des actes accomplis pour le compte de la Société en formation, à savoir :

1. Ouverture d'un compte de souscription de capital auprès de La Banque Postale

Compte a été ouvert le 8/12/2018

Aucun autre frais d'ouverture ou de tenue de compte n'a été réglé.

2. Constitution d'une société commerciale, avec enregistrement au Registre du Commerce et des Sociétés : 41,50 €

3. Frais d'envoi par voie postale d'un extrait Kbis : 3,96 €

4. Frais d'envoi par voie électronique d'un extrait Kbis : 3,70 €

5. Publication d'une annonce légale : 250,00 €

Conformément aux articles L.210-6 et R.210-6 du Code de commerce, cet état a été tenu, à l'adresse prévue du siège social, à disposition des futurs actionnaires, qui ont pu en prendre copie, trois jours au moins avant la signature des statuts.

La signature des statuts emportera reprise de ces engagements par la Société dès qu'elle aura été immatriculée au registre du commerce et des sociétés. Ces engagements seront alors réputés souscrits dès l'origine par la Société.

Fait à Mâcon le 10 novembre 2018

Centrales Villageoises Soleil Sud Bourgogne

S N E *Paul* *Hubert* *Desiré* *Dominique* *Lucienne* *Michel* *Jean* *Henri* *Bernadette* *Laurence*



*L. BOUBET* \* *S.N.* *S. Neuland* *E. PORCHER*  
*PH* *H. Ernaud* *B. LOHENSE*  
*PH* *PH* *JL* *PH*

En trois exemplaires originaux, dont un pour être déposé au siège et deux pour les formalités d'enregistrement et de dépôt au greffe du tribunal de commerce.

Centrales Villageoises Soleil Sud Bourgogne  
*S.N.* *PH* *PH* *PH* *PH* *PH*

Envoyé en préfecture le 11/06/2021

Reçu en préfecture le 11/06/2021

Affiché le 11/06/2021



ID : 071-257102582-20210603-CS21\_037-DE

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE  
Département de Saône et Loire

-----  
**EXTRAIT DE REGISTRE**  
des délibérations du Comité Syndical  
du Syndicat Départemental d'Énergie de Saône et Loire (SYDESL)  
Séance du 3 juin 2021

Nombre de Membres en exercice :  
74  
Nombre de Membres présents :32  
Nombre de pouvoirs : 15  
Nombre de mandats : 809  
Pour : 809  
Abstentions : 0

**CS21-038**

**Très Haut Débit (THD) – Convention appuis communs avec  
la ville de MACON.**

**Le trois du mois de juin de l'année deux mille vingt et un, le Comité syndical du SYDESL s'est réuni à Mâcon, salle Henri Guillemin, à 14 heures, après convocation légale sous la présidence de M. Jean SAINSON, Président.**

**Etaient présents** : MM. BAJAU – RENAUD – PERCHE – MENNELLA – PERRAUD – BERTHET – CHASSERY – MME GONCALVES – MM. REYNAUD – PLET – GIRARDEAU – VARIN – FRIZOT – PISSELOUP – VIRELY – MARTIN – CHAILLET – PROTET – VOGEL – VERCHERE – PERRUCAUD – VIEUX – BORDAT – BURTIN – MAYA – CORNIER – POUCHELET – DEYNOUX – SAINSON – CHARLEUX – POPILLE – DESSOLIN.

**Participaient en visioconférence (sans droit de vote)** : MM. CHAPUIS – GENET – MME SARANDAO – DURAND – SALCE – MME MAUNY.

**Etaient excusés avec pouvoir** :

M. CHAUVET	pouvoir à	M. VIRELY	M. DURAND	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. GUILLEMAUT	pouvoir à	M. CHASSERY	M. SALCE	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. SPARTA	pouvoir à	M. MENNELLA	M. LACHEZE	Pouvoir à	M. PERRUCAUD
M. THEBAULT	pouvoir à	M. SAINSON	M. BERNARD	Pouvoir à	M. VIEUX
M. HES	pouvoir à	M. MAYA	MME MAUNY	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. CHAVIGNON	Pouvoir à	M. PERRUCAUD	M POIZEAU	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. PICARD	Pouvoir à	M. MENNELLA	M. BERGMANN	Pouvoir à	M. MAYA
M. CHAPUIS	Pouvoir à	M. SAINSON			

**Etaient absents dont excusés** : MME ANDRE - MM. VERJUX - PLATRET – DUMAINE – FEVRE – JOYET – LE CLOIREC - LANCIAU – RAGOT – MENAGER - KRZYWONOS – MARECHAL - CLERC – PATRU – FIERIMONTE - DAUGE – PINARD – TARDY – MAITRE – CARON – RIBOULIN – GELIN – BERTHIER – LAROCLETTE - AVENAS.

**Assistaient** : MME SEVESTRE - MM. JACCON – JOURNET - DÉGROLARD – DE MONREDON – OVISTE - MME FITON CHAVALLE – MME MAZILLE - M. SEBERT (Payeur Départemental).

Le Président constate que le quorum est atteint et ouvre la séance.

Il est procédé conformément à l'article L. 2121.15 du Code Général des Collectivités Territoriales, à l'élection d'un secrétaire pris dans le Comité ; M. REYNAUD ayant obtenu l'unanimité des suffrages, a été désigné pour remplir ces fonctions qu'il a acceptées.

Le Comité syndical a été convoqué le 27 mai 2021.

Le compte rendu de cette séance sera affiché au plus tard le 25 juin 2021.

**Très Haut Débit (THD) – Convention appuis communs avec la ville de MACON.**

Le Président expose que la Ville de MÂCON a le projet de construire une boucle locale de fibre optique reliant ses différents équipements.

Afin de réaliser cette infrastructure de réseaux de communications électroniques, la Ville souhaite s'appuyer prioritairement sur les infrastructures existantes, en particulier le réseau électrique du SYDESL.

Il convient donc d'autoriser la signature d'une convention tripartite Ville de MÂCON/SYDESL/ENEDIS relative à l'usage des supports, conforme au modèle national validé par la FNCCR et le concessionnaire et similaire aux conventions déjà passées avec d'autres partenaires (Département, Grand Chalon, CUCM....).

Les grandes lignes de cette convention prévoient que :

Sur le plan technique et administratif :

- L'opérateur (Ville de MÂCON) devra se rapprocher d'ENEDIS et du SYDESL afin de présenter les supports BT/HTA qui seront susceptibles d'être utilisés ;
- Une validation technique d'ENEDIS et du SYDESL sera donnée, statuant sur la tenue mécanique des supports devant recevoir ce nouveau réseau ;
- L'opérateur devra respecter les modalités fixées par l'exploitant ENEDIS lors des interventions des équipes « terrain » chargées du déploiement ;

Sur le plan financier :

- L'opérateur verse en une fois et pour la durée de 20 ans, un droit d'usage au distributeur ENEDIS d'un montant de 55 € HT (base 2015), par support utilisé, assujetti à la TVA à la date de la facture ;
- L'opérateur verse en une fois et pour une durée de 20 ans, une redevance d'utilisation des réseaux public de distribution d'électricité au SYDESL, d'un montant de 27,50 €HT (base 2015), par support utilisé, non assujetti à la TVA en application des articles 56B et 260A du Code général des impôts.

Compte tenu du projet de la Ville de MÂCON lié aux évolutions technologiques dans les domaines de la communication électronique et des transferts de données et nécessitant le déploiement d'une boucle locale de fibre optique, le rôle essentiel du SYDESL est d'accompagner la réalisation de cette infrastructure.

**Cet exposé entendu et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité, décide :**

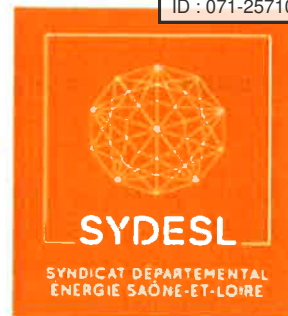
- D'adopter la convention avec ENEDIS et la ville de Mâcon relative à l'utilisation des supports HTA/BT dans le cadre du déploiement de réseaux de télécommunications, conformément au document ci-joint.
- D'autoriser le Président du SYDESL, ou son représentant, à signer la convention validée localement ainsi que tous les avenants s'y rapportant et à mettre en œuvre les actions nécessaires pour favoriser le déploiement de la FttH dans le cadre de cette convention.

Fait en séance les jours, mois et an que dessus,

Le Président,

Jean SAINSON

Comité Syndical du 3 juin 2021



**MODELE DE CONVENTION**

**RELATIVE A L'USAGE DES SUPPORTS DES**

**RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION**

**D'ÉLECTRICITÉ BASSE TENSION (BT) ET HAUTE**

**TENSION (HTA) AERIENS**

**POUR L'ETABLISSEMENT ET L'EXPLOITATION**

**D'UN RESEAU DE COMMUNICATIONS**

**ELECTRONIQUES**

**Version validée FNCCR-Enedis du 23 Mars 2015**

*Le présent document a été élaboré à partir des échanges des membres du groupe de travail Enedis, FNCCR et opérateurs d'infrastructures de réseaux de communications électroniques sous l'égide du Ministère de l'Écologie, du Développement Durable, de la Mer et des Transports et de l'ARCEP en vue du déploiement de fibres optiques sur le réseau public de distribution d'électricité. Il comporte des éléments d'ordre public voulus par les représentants de l'Etat. Il pourra faire l'objet de mises à jour ultérieures qui seront utilisables dès leur validation par échange de lettres entre les représentants d'Enedis et ceux de la FNCCR.*

*Les principaux textes auxquels renvoie le présent modèle de convention sont les suivants :*

- *Décret n° 82-167 du 16 février 1982 relatif aux mesures particulières destinées à assurer la sécurité des travailleurs contre les dangers d'origine électrique lors des travaux de construction, d'exploitation et d'entretien des ouvrages de distribution d'énergie électrique*
- *Code des postes et communications électroniques, en particulier les articles L.47, 48 et 49.*
- *Code de l'environnement (sécurité des réseaux souterrains, aériens ou subaquatiques de transport ou de distribution), en particulier les articles R. 554-1 à R. 554-38, et les arrêtés d'application des 22 décembre 2010, 23 décembre 2010 et 15 février 2012*
- *Code général des collectivités territoriales, en particulier son article L.2224-35 et son arrêté d'application du 2 décembre 2008*
- *Loi 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie électrique*
- *Loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité*
- *Loi n°2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières*
- *Décret n°2011-1697 du 1<sup>er</sup> décembre 2011 et circulaire d'application du 17 janvier 2012*
- *Arrêté du 17 mai 2001 fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique.*
- *Arrêté interministériel du 2 avril 1991, conditions techniques d'établissement des ouvrages de transport et de distribution de l'électricité*
- *Arrêtés interministériels des 5 et 6 novembre 1992 concernant la signalisation temporaire de chantier*
- *Publication UTE C 18-510-1 conformément à l'arrêté du 19 juin 2014 relative aux prescriptions de sécurité réglementaires à appliquer lors des travaux impliquant des dangers d'ordre électrique avec transcription au Carnet de Prescriptions au Personnel d'Enedis-GRDF*
- *Cahier des charges de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique en vigueur sur le territoire concerné par le déploiement du réseau de communications électroniques*
- *Code du travail, en particulier les articles R. 4511-1 et suivants (relatifs aux travaux réalisés dans un établissement par une entreprise extérieure).*

*L'ordonnance n°2011-504 du 9 mai 2011 portant création du Code de l'énergie a abrogé, entre autres, les lois du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie, du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité et du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières et en a repris les dispositions dans le code. Les références indiquées dans ce qui suit reportent chaque fois que possible simultanément au texte législatif d'origine abrogé et à son équivalent dans le Code de l'énergie mentionné entre parenthèses.*

## ENTRE

- **Enedis**, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital de 270 037 000 euros, dont le siège social est situé à La Défense Cedex (92079), Tour Enedis, 34, place des Corolles, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, en qualité de concessionnaire du service public de la distribution d'électricité, représentée par M XXX, Directeur Territorial de Saône-et-Loire,

Ci-après dénommé "**le Distributeur**" ;

- **Le SYDSEL, Syndicat Départemental d'Energie de Saône-et-Loire** dont le siège est situé : Cité de l'entreprise - 200 Boulevard de la Résistance – 71000 Mâcon, Autorité concédante, organisatrice de la distribution publique d'électricité au sens du IV de l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales, sur le territoire d'implantation du réseau de communications électroniques objet de la présente convention, représenté par son Président M Jean SAINSON habilité par délibération n° \_\_\_\_\_

Ci-après désigné "**l'Autorité organisatrice de la distribution d'électricité**" ou l'AODE ;

- **La Ville de Mâcon**, Opérateur de réseau de communications électroniques, déclaré auprès de l'ARCEP sous le numéro 19-0024, dont le siège est situé : Hôtel de Ville – Quai Lamartine – 71108 Mâcon Cedex, représentée par son Maire en exercice et habilité par délibération n° \_\_\_\_\_

Ci-après désigné "**le Maître d'Ouvrage**" et "**l'Opérateur**" ;

Les entités visées ci-dessus étant, au sein des présentes, collectivement désignées par « les Parties » ou individuellement « la Partie ». <sup>1</sup>

## PREAMBULE

La présente convention (ci-après « la Convention ») porte sur l'installation des équipements d'un réseau de communications électroniques et l'exploitation dudit réseau.

Le Projet de réseau de communications électroniques objet de la Convention requiert la mise à disposition du Réseau BT) et/ou du Réseau HTA et implique :

---

<sup>1</sup> La présente rédaction présuppose un partage des rôles. Elle doit être adaptée à la situation réellement rencontrée en définissant très précisément les rôles respectifs:

- Du Distributeur ;
- De l'AODE ;
- De la Collectivité, qui porte les responsabilités attribuées dans la Convention au Maître d'Ouvrage du réseau de communications électroniques à établir sur les supports des lignes de distribution publique d'électricité, au réalisateur de ce réseau et à son exploitant ;
- De l'exploitant du réseau de communications électroniques.

- Le Distributeur, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité ;
- L'AODE, Autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité ;
- La ou les Autorités localement compétentes en matière d'infrastructures et de réseaux de communications électroniques ;
- L'Opérateur du réseau de communications électroniques

Le Distributeur est concessionnaire de la distribution publique d'électricité en vertu du Contrat de concession qu'il a signé avec l'AODE.

Le Maître d'Ouvrage ou l'Opérateur a décidé de déployer un réseau de communications électroniques sur le territoire de[s] commune[s] visées à l'article 2 de l'Annexe 2. Il a retenu, (entre autres)<sup>2</sup>, une technologie filaire (câbles cuivre, câbles coaxiaux, câbles à fibres optiques) sur ligne électrique aérienne pour la [les] commune[s] listée[s] en Annexe 2.

L'article L.45-9 du Code des postes et des communications électroniques ci-après le « CPCE ») et l'article 3 du cahier des charges de distribution publique d'électricité annexé au Contrat de concession de la distribution publique d'électricité signée entre le Distributeur et l'AODE, autorisent l'installation sur le réseau concédé d'ouvrages pour d'autres services tels que des services de communications électroniques sous réserve de la signature d'une convention entre le Maître d'Ouvrage du projet, l'Opérateur chargé de l'établissement et de l'exploitation des ouvrages concernés, le Distributeur et l'AODE.

La possibilité pour l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage d'installer des équipements de communications électroniques sur le réseau public de distribution d'électricité est cependant fonction des disponibilités techniques existantes et des contraintes d'exploitation de ce réseau. Celui-ci est et demeure affecté au service public de la distribution d'énergie électrique. En outre, il ne doit en toutes hypothèses en résulter pour le Distributeur ni augmentation de ses charges financières, ni trouble dans son exploitation, notamment dans le cas visé par l'article L.2224-35 du Code général des collectivités territoriales et dans le cas visé par l'article L.49 du CPCE.

Ainsi, les Parties s'engagent :

- D'une part à garantir l'indépendance financière entre les activités d'exploitation du Réseau public de distribution d'électricité et les activités d'installation, puis d'exploitation du Réseau de communications électroniques.
- D'autre part à ce que l'utilisation du Réseau public de distribution d'électricité pour l'établissement et l'exploitation d'un Réseau de communications électroniques n'ait pas

---

<sup>2</sup> Si d'autres technologies ont été retenues pour couvrir certaines parties du territoire dont le Maître d'ouvrage du service public des communications électroniques a la charge.



**d'impact négatif sur la qualité des prestations assurées aux utilisateurs du Réseau public de distribution électrique.**

La Collectivité organisatrice du service public local de communications électroniques définit les modalités d'un accès non discriminatoire des Opérateurs aux capacités d'accueil du Réseau de communications électroniques par le Réseau de distribution public d'électricité ouvertes par la Convention.

Afin d'établir les droits et obligations du Maître d'Ouvrage et de l'Opérateur agissant directement ou par l'intermédiaire de prestataires en matière d'intervention sur le Réseau de distribution publique d'électricité afin d'installer le Réseau de communications électroniques, les Parties se sont rencontrées et ont convenu de ce qui suit.

## SOMMAIRE

<b>1</b>	<b>DEFINITION DES TERMES</b>	<b>13</b>
1.1	DEFINITIONS GENERALES	13
1.2	DEFINITIONS DANS LE DOMAINE DES COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES	13
1.3	DEFINITIONS RELATIVES AU RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION DE L'ELECTRICITE	14
<b>2</b>	<b>OBJET DE LA CONVENTION</b>	<b>15</b>
<b>3</b>	<b>AUTORISATIONS ET DECLARATIONS</b>	<b>15</b>
<b>4</b>	<b>PROPRIETE DES OUVRAGES DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ ET DES EQUIPEMENTS DU RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES</b>	<b>16</b>
4.1	PROPRIETE DES OUVRAGES DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITE	16
4.2	PROPRIETE ET PARTAGE DES OUVRAGES DU RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES	16
4.2.1	<i>Partage des équipements d'accueil des câbles</i>	16
4.2.2	<i>Saturation des capacités d'accueil sur les supports HTA</i>	17
<b>5</b>	<b>MODALITES TECHNIQUES DE MISE EN ŒUVRE DU RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES</b>	<b>17</b>
5.1	DOSSIER DE PRESENTATION DU PROJET	17
5.2	INSTRUCTION DU PROJET	17
5.2.2	<i>Communication par l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage des informations cartographiques relatives à chaque Opération</i>	17
5.2.3	<i>Communication par le Distributeur des informations relatives au Réseau public de distribution d'électricité</i>	18
5.2.4	<i>Calendrier prévisionnel de déploiement</i>	18
5.3	PREPARATION ET PROGRAMMATION DES TRAVAUX	20
5.3.1	<i>Instruction de la demande d'utilisation du Réseau BT et/ou HTA par l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage</i>	20
5.3.2	<i>Caducité de l'accord technique d'utilisation des supports</i>	21
5.4	PHASE D'EXECUTION DES TRAVAUX DE DEPLOIEMENT DU RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES	21
5.4.1	<i>Information préalable au commencement des travaux</i>	21
5.4.2	<i>Mesures de prévention préalables</i>	21
5.4.3	<i>Sous-traitance</i>	22
5.4.4	<i>Conditions d'accès et habilitation du personnel</i>	22
5.4.5	<i>Réalisation des travaux</i>	24
5.4.6	<i>Contrôle de la conformité des ouvrages équipés en équipements du Réseau de communications électroniques</i>	24
5.4.6.1	<i>Attestation de conformité par l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage</i>	24
5.4.6.2	<i>Contrôle de la conformité par le Distributeur</i>	25
5.5	COMMUNICATION DES DONNEES CARTOGRAPHIQUES PAR L'OPERATEUR	25
5.6	PHASE D'EXPLOITATION COORDONNEE ET DE SUPERVISION DES RESEAUX	26
5.6.1	<i>Supervision des Réseaux</i>	26
5.6.2	<i>Maintenance par le Distributeur des ouvrages équipés en Réseau de communications électroniques</i>	26
5.6.3	<i>Maintenance par l'Opérateur sur le Réseau de communications électroniques</i>	26
5.7	PHASE D'EVOLUTION DU RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES ET MISE HORS SERVICE D'EQUIPEMENTS DE RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES	26



<b>6 MODIFICATION DES OUVRAGES DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ</b>	<b>27</b>
6.1 PRINCIPES	27
6.2 MODIFICATIONS DU FAIT DE L'AODE OU DU DISTRIBUTEUR	27
6.2.1 Règles générales	27
6.2.2 Cas de la mise en « techniques discrètes »	28
6.3 MODIFICATIONS A LA DEMANDE D'UN TIERS	29
6.4 MODIFICATIONS A LA DEMANDE DE L'OPERATEUR	29
<b>7 MODALITES FINANCIERES</b>	<b>29</b>
7.1 REMUNERATION DES PRESTATIONS EFFECTUEES PAR LE DISTRIBUTEUR	30
7.1.1 DEFINITION DES PRESTATIONS	30
7.1.2 MODALITES DE PAIEMENT	31
7.2 DROIT D'USAGE VERSE AU DISTRIBUTEUR	31
7.2.1 DEFINITION	31
7.2.2 MODALITES DE VERSEMENT	31
7.3 REDEVANCE D'UTILISATION DU RESEAU VERSEE A L'AUTORITE CONCEDANTE	32
7.3.1 DEFINITION	32
7.3.2 MODALITES DE VERSEMENT	32
7.4 DISPOSITIONS COMMUNES AU DROIT D'USAGE ET A LA REDEVANCE D'UTILISATION	32
7.4.1 PRISE EN COMPTE DU VERSEMENT DU DROIT D'USAGE ET DE LA REDEVANCE D'UTILISATION DANS LE TEMPS	32
7.4.2 ACTUALISATION DES REDEVANCES DU DROIT D'USAGE ET DE LA REDEVANCE D'UTILISATION	33
<b>8 ABANDON DU PROJET DE RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES - RESILIATION DE LA CONVENTION</b>	<b>33</b>
8.1 ABANDON DU PROJET DE RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES	33
8.2 RESILIATION DE LA CONVENTION PAR LE DISTRIBUTEUR	34
8.2.1 MODALITES DE MISE EN ŒUVRE	34
8.2.2 CONSEQUENCES DE LA RESILIATION	34
8.3 DEFAILLANCE DE L'OPERATEUR	35
<b>9 RESPONSABILITES</b>	<b>35</b>
9.1 RESPONSABILITES DU DISTRIBUTEUR ET DE L'OPERATEUR OU DU MAITRE D'OUVRAGE	35
9.1.1 Principes	35
9.1.2 Force majeure et régime perturbé	36
9.2 RESPONSABILITE DU FAIT DE TRAVAUX SUR LE RESEAU DP SOUS MAITRISE DE L'AODE OU DU DISTRIBUTEUR	37
9.3 DOMMAGES CAUSES PAR DES TIERS	37
9.4 DOMMAGES CAUSES A DES TIERS	37
<b>10 ASSURANCES ET GARANTIES</b>	<b>37</b>
<b>11 CONFIDENTIALITE ET UTILISATION DES INFORMATIONS ECHANGEES DANS LE CADRE DE LA CONVENTION</b>	<b>37</b>
11.1 CONFIDENTIALITE	37
11.2 UTILISATION DES INFORMATIONS ECHANGEES	38

<b>12 CONNAISSANCES ACQUISES PAR LES PARTIES.....</b>	<b>39</b>
<b>13 DUREE DE LA CONVENTION .....</b>	<b>39</b>
<b>13.1 RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES ETABLI SOUS MAITRISE D'OUVRAGE PUBLIQUE .....</b>	<b>39</b>
<b>13.2 RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES ETABLI SOUS MAITRISE D'OUVRAGE PRIVEE .....</b>	<b>40</b>
<b>13.3 DISPOSITIONS COMMUNES .....</b>	<b>40</b>
<b>13.4 ACTUALISATION DE LA CONVENTION.....</b>	<b>40</b>
<b>14 CESSION DU RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES .....</b>	<b>41</b>
<b>15 REGLEMENT DES LITIGES.....</b>	<b>41</b>
<b>16 REPRESENTATION DES PARTIES ET ELECTION DE DOMICILE.....</b>	<b>42</b>
<b>16.1 MODALITES D'ECHANGES D'INFORMATIONS ENTRE LES PARTIES .....</b>	<b>42</b>
<b>16.2 REPRESENTATION DES PARTIES .....</b>	<b>43</b>
<b>16.3 ELECTION DE DOMICILE .....</b>	<b>43</b>
<b>17 SIGNATURES .....</b>	<b>44</b>
<b>ANNEXE 1 : DESCRIPTION SOMMAIRE DES DIFFERENTS TYPES D'OUVRAGES ELECTRIQUES DES RESEAUX BT &amp; HTA.....</b>	<b>45</b>
<b>1 RESEAU D'ELECTRICITE.....</b>	<b>45</b>
<b>1.1 RESEAU BASSE TENSION (BT) .....</b>	<b>45</b>
<b>1.2 RESEAU MOYENNE TENSION (HTA) .....</b>	<b>45</b>
<b>1.3 RESEAU MIXTE (HTA + BT).....</b>	<b>45</b>
<b>2 SUPPORTS DU RESEAU D'ELECTRICITE.....</b>	<b>46</b>
<b>2.1 SUPPORTS DU RESEAU BASSE TENSION (BT).....</b>	<b>46</b>
<b>2.2 SUPPORTS DU RESEAU MOYENNE TENSION (HTA).....</b>	<b>47</b>
<b>ANNEXE 2 : LOCALISATION DU DEPLOIEMENT DU RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES COUVERT PAR LA CONVENTION .....</b>	<b>50</b>
<b>ANNEXE 3 : LISTE DES EQUIPEMENTS D'ACCUEIL SOUMIS A OBLIGATION DE PARTAGE.....</b>	<b>51</b>
<b>ANNEXE 4 : REGLES APPLICABLES AUX OPERATIONS D'ENFOUISSEMENT.....</b>	<b>52</b>
<b>ANNEXE 5 : MODALITES TECHNIQUES D'UTILISATION DES SUPPORTS COMMUNS DE RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE BASSE TENSION (BT) ET HAUTE TENSION (HTA) POUR L'ETABLISSEMENT ET L'EXPLOITATION D'UN RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES... </b>	<b>53</b>
<b>ANNEXE 6 : DESCRIPTION TECHNIQUE DES DONNEES DE CARTOGRAPHIE MISES A DISPOSITION .....</b>	<b>54</b>
<b>ANNEXE 7 - DEMANDE D'UTILISATION DES SUPPORTS .....</b>	<b>56</b>
<b>ANNEXE 8 : ATTESTATION D'ACHEVEMENT DE TRAVAUX DE RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES SUR SUPPORTS COMMUNS.....</b>	<b>57</b>
<b>ANNEXE 9 : INSTRUCTIONS DE SECURITE A RESPECTER PAR L'OPERATEUR OU SON PRESTATAIRE POUR TRAVAILLER A PROXIMITE DES RESEAUX.....</b>	<b>58</b>

- **DEFINITION DES TERMES**

Les termes ou expressions, tant au singulier qu'au pluriel, qui apparaîtront dans la Convention, en ce compris le préambule, et dont la première lettre est capitale, auront la signification qui leur est donnée en page de présentation des Parties, dans le préambule ou dans le présent article.

- **DEFINITIONS GENERALES**

**Article** : désigne un article de la Convention.

**Annexe** : désigne une annexe de la Convention.

- **DEFINITIONS DANS LE DOMAINE DES COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES**

**Réseau de communications électroniques** : il désigne pour les présentes, le réseau de communications électroniques qui sera installé par le Maître d'Ouvrage. Il se définit comme étant un réseau constitué de câbles (cuivre, coaxiaux ou fibres optiques) permettant la transmission des informations à haut et très haut débit. Les équipements de réseaux autres que filaires (radiodiffusion, gestion de l'eau ou de l'énergie) sont exclus.

**Equipement d'accueil** : on entend par Equipement d'accueil tout élément constitutif du réseau de communications électroniques dont la fonction est le support ou la protection des câbles, éléments de connectique et éventuellement éléments actifs. Exemples : traverses mises en place sur les supports ; gaines de protection verticales.

**Points de Concentration (PC)** : boîtier de raccordement cuivre abritant un point de concentration du réseau avec arrivée d'un câble multi paires cuivre et duquel le départ d'au moins un câble cuivre de branchement individuel permet de desservir le Client Final de l'Opérateur.

**Boîtiers de Raccordement et Protection (Boîte RP)** : boîtier de raccordement cuivre abritant un ou plusieurs câbles entrant et sortant et transitant via des dispositifs de protection contre la foudre. Ces dispositifs sont raccordés à une prise de terre.

**Points de Branchements Optiques (PBO)** : boîtier de raccordement optique abritant un point de concentration du réseau avec arrivée d'un Câble Optique multifibre et duquel le départ d'au moins un Câble Optique de branchement individuel permet de desservir le Client Final.

**Protections d'Epissure Optique (PEO)** : boîtier de raccordement optique abritant des épissures optiques reliant un ou plusieurs câbles optiques multifibres d'arrivée à un ou plusieurs Câbles Optiques multifibres de sortie.

**Câble Optique** : ensemble de fibres optiques distinctes contenues dans une même gaine

**Câble ADSS (« All Dielectric Self Supporting »)**: type de câble optique diélectrique et autoportant.

**Projet et Opération(s)** : le terme « Projet » désigne le projet de déploiement du réseau de communication électronique par le Maître d'Ouvrage ou l'Opérateur sur le périmètre défini dans l'Annexe 2. Le Projet peut donner lieu à une ou plusieurs « Opérations », dont les caractéristiques peuvent différer (technologie utilisée, zone géographique de déploiement, phasage).

○ **DEFINITIONS RELATIVES AU RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION DE L'ELECTRICITE**

**Réseau public de distribution d'électricité** : il est constitué par l'ensemble des installations et des ouvrages affectés à la distribution publique d'électricité dans les limites et conditions précisées par les cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité.

**Contrat de concession de la distribution publique d'électricité**: contrat par lequel l'AODE, organisatrice du service public de la distribution électrique, confie au Distributeur en tant que concessionnaire, l'exploitation de ce service et l'ensemble des missions qui s'y rattachent. Il se compose d'une convention et d'un cahier des charges, ce dernier fixant à la fois les droits et obligations du concessionnaire et du concédant et les conditions du service concédé.

**Poste de transformation** : ouvrage électrique permettant d'assurer la liaison entre deux réseaux de tensions différentes. On en distingue deux types, les postes sources HTB/HTA et les postes HTA/BT.

**Réseau HTA** : aussi appelé « réseau moyenne tension », il s'agit de l'ensemble des ouvrages permettant de distribuer l'énergie électrique en Haute Tension de type A (HTA), c'est-à-dire en tension de 15 ou 20 kV.

**Réseau BT** : aussi appelé "Réseau Basse Tension", il s'agit de l'ensemble des ouvrages de distribution publique permettant de distribuer l'énergie électrique en Basse Tension (230/400V). Le Réseau BT est alimenté par les postes de distribution publique HTA/BT, eux même reliés au Réseau HTA.

**Consignation** : ensemble de manœuvres et d'opérations (séparation de toute source de tension, condamnation, identification des installations, vérification d'absence de tension, mise à la terre et en court-circuit) permettant d'assurer la protection des personnes et des ouvrages contre les conséquences de tout maintien accidentel ou de tout retour intempestif de la tension sur cet ouvrage (voir publication UTE C 18-510).

**Coffret de réseau BT ou de branchement** : enveloppe isolante placée généralement sur la voie publique et abritant normalement un équipement d'exploitation du Réseau BT ou de raccordement d'un client.

- **OBJET DE LA CONVENTION**

L'AODE et le Distributeur autorisent conjointement le Maître d'Ouvrage du Projet et/ou l'Opérateur à établir ou faire établir, ainsi qu'à exploiter, dans les conditions techniques et financières définies par la Convention, un Réseau de communications électroniques sur le Réseau BT et/ou sur le Réseau HTA desservant les communes adhérentes de l'AODE ainsi qu'à en assurer ou en faire assurer l'exploitation.

Le périmètre du Projet est défini à l'Annexe 2. Le Projet donnera lieu à la réalisation d'une ou plusieurs Opérations.

Le service public de la distribution électrique dont est chargé le Distributeur est prioritaire sur l'établissement et l'exploitation du Réseau de communications électroniques. Par voie de conséquence, le Maître d'Ouvrage et l'Opérateur ne peuvent s'opposer aux interventions effectuées par l'AODE dans le cadre de ses compétences (travaux d'enfouissement, etc.) ou par le Distributeur dans le cadre de la construction ou de l'exploitation du Réseau public de distribution d'électricité et des ouvrages qui le composent.

L'Opérateur s'engage à ne pas porter atteinte au bon fonctionnement de la distribution publique d'électricité lors de l'établissement et de l'exploitation de son Réseau de communications électroniques.

En aucun cas, la Convention ne saurait être constitutive de droits réels sur les ouvrages de distribution publique d'électricité au profit du Maître d'ouvrage, de l'Opérateur ou de leurs prestataires.

La Convention ne garantit pas à l'Opérateur ou au Maître d'Ouvrage la mise à disposition d'un support. Par ailleurs, une convention peut être signée sur une même zone avec plusieurs Opérateurs. Seul l'accord technique, dont les modalités sont décrites dans l'Article 5.3, et donné par le Distributeur, engage les cosignataires de la Convention pour l'utilisation d'un ou plusieurs supports. Aucun accord technique ne peut être délivré si une convention n'a pas été préalablement signée avec l'opérateur ou le maître d'ouvrage le demandant.

Par ailleurs, d'une façon générale, le Maître d'Ouvrage et l'Opérateur s'engagent à respecter et à faire respecter par leurs sous-traitants et les éventuels utilisateurs des équipements d'accueil dont ils sont les gestionnaires, l'ensemble des modalités de mise en œuvre et d'exploitation du réseau de communications telles que prévues par les présentes. Cela vise notamment les obligations relatives à la sécurité des personnes et des biens, au respect de l'environnement, aux modalités techniques fixées par l'Annexe 5 et de confidentialité.

- **AUTORISATIONS ET DECLARATIONS**

Préalablement à l'établissement de son Réseau de communications électroniques, le Maître d'Ouvrage et/ou l'Opérateur s'engagent à effectuer la déclaration préalable auprès de l'Autorité de Régulation des Communications Electroniques et des Postes prévue par l'article L. 33-1-I du CPCE.

D'une façon générale, le Maître d'Ouvrage et l'Opérateur font leur affaire de l'obtention de l'ensemble des autorisations, notamment des conventions d'occupation domaniale et des servitudes, en ce compris les autorisations délivrées par le maire au nom de l'Etat, que nécessitent l'établissement et l'exploitation du Réseau de communications électroniques dans le cadre des textes en vigueur.

Dans la mesure où cela ne porte pas atteinte au service public de la distribution d'énergie électrique, le Distributeur accepte, dans les conditions techniques et financières fixées dans la Convention et dans le cadre du partage des droits de passage et des servitudes prévues par les articles L. 46 et L. 48 du CPCE, que le Maître d'Ouvrage et/ou l'Opérateur puissent utiliser les ouvrages du Réseau public de distribution d'électricité nécessaires pour l'installation des équipements du Réseau de communications électroniques.

Pour ce faire, le Maître d'Ouvrage ou l'Opérateur doivent veiller à ce que les conditions fixées par les articles du CPCE susmentionnés soient remplies, notamment, s'agissant du partage d'une installation déjà autorisée au titre d'une autre servitude, à ce que l'installation du Réseau de communications électroniques, d'une part, n'accroisse pas l'atteinte portée à la propriété privée, et d'autre part, soit réalisée conformément à ce qui est prévu aux alinéas 1 à 4 de l'article L.48.

- **PROPRIETE DES OUVRAGES DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ ET DES EQUIPEMENTS DU RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES**

- **PROPRIETE DES OUVRAGES DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE**

Les ouvrages électriques font partie du Réseau public de distribution d'électricité et constituent des biens concédés au sens de l'article 2 du cahier des charges du Contrat de concession de la distribution publique d'électricité.

Dans les conditions définies à l'article L. 322-4 du Code de l'énergie, ils appartiennent à l'AODE.

- **PROPRIETE ET PARTAGE DES OUVRAGES DU RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES**

- **Partage des équipements d'accueil des câbles**

Les équipements du Réseau de communications électroniques sont propriété de l'Opérateur. Au regard de l'article L. 47 CPCE invitant à une utilisation partagée des installations existantes, et considérant par ailleurs les contraintes de place limitée sur les supports et d'esthétique, l'Opérateur fera ses meilleurs efforts pour donner droit aux demandes raisonnables d'accès aux Equipements d'accueil (hors coffrets), tels que les traverses et gaines de protection verticales, qu'il a mis en place. L'accès doit se faire dans des conditions équilibrées, transparentes et non discriminatoires. L'Opérateur signataire de la Convention se porte fort de notifier à tout autre Opérateur souhaitant utiliser les équipements d'accueil, les modalités techniques définies par la Convention. Il communique par écrit dans les meilleurs délais au Distributeur l'identité de ces opérateurs tiers souhaitant utiliser les Equipements d'accueil et le calendrier de déploiement et de mise en service souhaité.

L'installation d'un nouveau câble par un opérateur autre que le signataire de la Convention fait l'objet d'une nouvelle convention, établie sur le même modèle que la présente, entre ce deuxième opérateur, le Distributeur et l'AODE, pour l'utilisation des supports électriques et d'une convention entre les deux opérateurs pour l'utilisation des Equipements d'accueil.



- **Saturation des capacités d'accueil sur les supports HTA**

L'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage utilisant toute la capacité disponible sur un support HTA pour l'accueil d'un câble optique est tenu de formuler une offre raisonnable de mise à disposition de fibres noires.

L'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage reste l'unique interlocuteur du Distributeur et de l'AODE et est garant du respect des dispositions de la Convention par les tiers utilisant ses fibres.

L'installation d'un second câble optique peut néanmoins être envisagée, sous réserve de l'accord préalable du Distributeur.

- **MODALITES TECHNIQUES DE MISE EN ŒUVRE DU RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES**

Ce chapitre décrit les obligations et les attributions du Maître d'Ouvrage et de l'Opérateur, d'une part, et du Distributeur d'autre part, pour l'établissement du Réseau de communications électroniques, c'est-à-dire la phase des études générales d'ingénierie pour chaque Opération, la phase de réalisation des travaux de déploiement sur les supports, ainsi que la phase d'exploitation et de maintenance de ce Réseau de communications électroniques.

De manière générale, l'Opérateur ou le Maître d'ouvrage respecte l'ensemble des modalités fixées par l'Annexe 5. Il peut se rapprocher du Distributeur en cas de difficultés d'interprétation de l'une de ces stipulations.

- **DOSSIER DE PRESENTATION DU PROJET**

Avant la mise en œuvre du Projet, l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage transmet au Distributeur un dossier de présentation du Projet qui définit la zone d'emprise du déploiement envisagé, le cas échéant le découpage prévisionnel de ce déploiement en Opérations, et qui décrit, notamment, les principes d'ingénierie, les modes de pose et les équipements qu'il compte mettre en œuvre pour installer le Réseau de communications électroniques.

Une copie est adressée à l'AODE.

- **INSTRUCTION DU PROJET**

- ♦ **Déroulement général des opérations**

Le Projet peut faire l'objet d'une ou plusieurs Opérations. Toute Opération fait l'objet d'une étude présentée au Distributeur pour accord technique de sa part, dans les conditions fixées ci-après.

- **Communication par l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage des informations cartographiques relatives à chaque Opération**

Afin de permettre au Distributeur de mettre à disposition les données nécessaires à l'étude d'une Opération, l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage lui communique les données cartographiques à moyenne échelle des Réseaux qu'il entend déployer dans le cadre de cette Opération en format de type « Shapefile » et dans les conditions fixées par l'article 2 de l'Annexe 6.

▪ **Communication par le Distributeur des informations relatives au Réseau public de distribution d'électricité**

Dans un délai de 4 semaines à compter de la réception des informations cartographiques visées à l'Article 5.2.2, le Distributeur communique à l'Opérateur ou au Maitre d'Ouvrage les informations dont il dispose lui permettant de définir la topologie et l'architecture générale du Réseau de communications électroniques à déployer. Ces informations, dont la liste est définie à l'article 1<sup>er</sup> de l'Annexe 6, sont communiquées dans un format SIG de type « Shapefile ».

Tout délai supplémentaire jugé nécessaire par le Distributeur fait l'objet d'une information motivée à l'Opérateur ou au Maitre d'Ouvrage. Si le Distributeur ne dispose pas de toutes les données susmentionnées, l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage font leur affaire de l'obtention des données manquantes, en particulier les relevés de terrain demandés dans l'article 3.1 de l'Annexe 5.

Par ailleurs, et avant d'effectuer les relevés, études et calculs mécaniques pour vérifier la capacité des supports du Réseau public de distribution d'électricité à supporter les efforts supplémentaires, l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage prend contact avec le Distributeur et avec l'AODE afin de connaître, sur la zone d'emprise de l'Opération, les éventuelles modifications ou réservations envisagées, telles que :

- la dépose du Réseau BT et /ou HTA,
- les travaux d'enfouissement d'une partie du Réseau public de distribution d'électricité ou son installation en façade,
- les modifications d'ouvrages (fils nus...),
- les réservations des zones prévues pour l'éclairage public.

Lorsqu' un opérateur de Réseau de communications électroniques est déjà présent sur les supports électriques sur lesquels l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage entend déployer son réseau, l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage se rapproche de celui-ci pour connaître les caractéristiques techniques des réseaux existants ou projetés.

L'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage prend acte qu'il lui revient de prendre contact avec l'AODE ou la collectivité locale compétente pour connaître les éventuelles réservations des zones prévues pour l'éclairage public.

▪ **Calendrier prévisionnel de déploiement**

Le rythme de déploiement du Réseau de communications électroniques envisagé doit tenir compte des priorités liées aux missions du Distributeur. Il est donc, en partie, dépendant de la disponibilité des ressources humaines du Distributeur nécessaires à ce déploiement.

Afin de favoriser le dialogue et les engagements réciproques autour de cette contrainte, l'Opérateur et/ou le Maître d'Ouvrage et le Distributeur veillent à s'accorder sur un "calendrier de déploiement" prenant notamment en compte les contraintes de ressources humaines du Distributeur et les contraintes propres à l'architecture et aux modalités d'exploitation du Réseau public de distribution électrique.

Le "**calendrier prévisionnel de déploiement**" est établi par l'Opérateur et/ou le Maître d'Ouvrage et proposé au Distributeur pour accord. Il est ensuite actualisé et transmis au Distributeur chaque année pour accord.

Pour ce faire, le Distributeur adresse ses observations sur ledit calendrier dans un délai de 4 semaines à compter de sa réception. En particulier, le Distributeur vérifie sa capacité à contrôler les études et à assurer les éventuelles visites communes sur place, ainsi que les accès aux ouvrages correspondant à la cadence de déploiement et fait éventuellement une proposition d'adaptation.

L'Opérateur et/ou le Maître d'Ouvrage prend en compte les observations du Distributeur et modifie le cas échéant le calendrier prévisionnel de déploiement qu'il transmet au Distributeur. Celui-ci s'engage à l'approuver formellement dans un délai de 2 semaines à compter de sa réception.

Dès lors le Distributeur veille à la disponibilité de ses ressources humaines nécessaires au déploiement ainsi programmé. Dans l'hypothèse où l'Opérateur et/ou le Maître d'ouvrage ne respecte pas le calendrier, Enedis ne garantit plus les délais d'instruction du dossier.

Toute évolution fortuite et significative de la disponibilité de ces ressources, notamment consécutive à un événement majeur sur le Réseau public de distribution d'électricité, est annoncée à l'Opérateur ou au Maître d'Ouvrage dès que possible afin de procéder aux ajustements nécessaires.

En dehors de cette hypothèse, toute demande de modifications du calendrier de déploiement émanant du Distributeur ou de l'Opérateur doit être justifiée. Elle doit être discutée entre le Distributeur et l'Opérateur et/ou le Maître d'ouvrage et faire l'objet d'un accord écrit.

L'AODE est, sur sa demande, tenue informée par l'Opérateur du calendrier de déploiement mis à jour.

- **PREPARATION ET PROGRAMMATION DES TRAVAUX**
  - **Instruction de la demande d'utilisation du Réseau BT et/ou HTA par l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage**
  - **Principe**

Une fois les étapes précédemment exposées respectées, l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage remet simultanément au Distributeur et à l'AODE, pour chaque Opération, le dossier d'étude complet, dans les conditions mentionnées ci-après, accompagné de l'Annexe 7 « Demande d'utilisation des supports » dûment remplie. L'AODE dispose alors d'un délai de 8 jours ouvrés à compter de la réception du dossier d'études pour faire parvenir ses observations éventuelles au Distributeur qui, en sa qualité de gestionnaire du réseau, décidera des suites à leur donner.

Ce dossier est destiné à vérifier, selon la réglementation en vigueur, la résistance mécanique des supports communs mobilisés.

De manière générale, les matériels et systèmes de Réseau de communications électroniques, de même que la technique de pose retenue, ne doivent pas porter atteinte au bon fonctionnement du Réseau public de distribution d'électricité. Le service public de distribution d'électricité est toujours prioritaire sur l'établissement et l'exploitation du Réseau de communications électroniques.

Egalement, dans le cadre des présentes, il est convenu que les supports du Réseau BT peuvent accueillir un ou plusieurs câbles, de type cuivre, coaxiaux ou optiques. En revanche, les supports du Réseau HTA permettent en principe l'accueil d'un seul Câble de type optique. L'installation d'un second câble de type optique peut être envisagée, sous réserve de l'accord du Distributeur.

- **Contenu du dossier d'étude**

Le dossier d'étude est réalisé à partir des données techniques recueillies par l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage, conformément à l'Article 5.2.3.

Il présente également la technique retenue pour la pose du câble de Réseau de communications électroniques.

Ce dossier d'étude doit être conforme aux modalités fixées par l'Annexe 5.

- **Processus de validation du dossier d'étude par le Distributeur**

L'Opérateur doit obtenir l'accord formel du Distributeur avant le commencement des travaux prévus par l'Opération.

Le Distributeur donne formellement son accord technique sur le dossier d'étude présenté et sur les éventuels travaux à réaliser, dans un délai maximum de 4 semaines à compter de la réception dudit dossier complet.

En cas de refus d'accord par le Distributeur sur tout ou partie de la demande, le dossier est retourné à l'Opérateur ou au Maître d'Ouvrage avec les motifs du refus. Dans ce cas, l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage peut lui transmettre, selon les mêmes modalités, un dossier modifié.

Le Distributeur se réserve le droit de refuser un dossier d'étude qui ne respecte pas, en tout ou partie, les modalités fixées par les présentes.

Conformément à l'article 4.3 de l'Annexe 5, le Distributeur se réserve également le droit de refuser ou de restreindre l'utilisation d'un ou plusieurs supports pour des raisons techniques.

Lorsque des travaux doivent être réalisés par le Distributeur, par exemple une mise à niveau des supports (remplacement ou modification), ils sont à la charge de l'Opérateur ou du Maître d'Ouvrage.

Le montant des travaux qui sera facturé à l'Opérateur ou au Maître d'Ouvrage est précisé par le Distributeur en annexe à l'accord technique, pour acceptation par l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage préalablement au commencement des travaux.

- **Caducité de l'accord technique d'utilisation des supports**

Si les travaux de réalisation du Réseau de communications électroniques (hors travaux de raccordements) ne sont pas commencés dans un délai de 6 mois à compter de la date de l'accord technique visé à l'Article 5.3.1.3, cet accord technique devient caduc de plein droit, sauf si le dépassement du délai découle d'une contrainte du Distributeur, par exemple lorsque le déploiement nécessite une mise à niveau des supports que le Distributeur ne réalise pas dans les 6 mois.

L'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage doit alors présenter un nouveau dossier d'étude selon les mêmes modalités.

- **PHASE D'EXECUTION DES TRAVAUX DE DEPLOIEMENT DU RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES**

- **Information préalable au commencement des travaux**

Avant d'entreprendre les travaux de déploiement du Réseau de communications électroniques sur le Réseau public de distribution d'électricité, l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage informe le Distributeur, l'AODE et la Collectivité selon les modalités de la réglementation en vigueur.

- **Mesures de prévention préalables**

Lorsque le dossier d'étude a été validé par le Distributeur, et préalablement à l'exécution des travaux, l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage et ses prestataires procèdent à une inspection commune des lieux de travail et prennent les mesures nécessaires, conformément à la réglementation (articles R. 4512-1 et suivants du Code du Travail).

Le plan de prévention doit être établi entre l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage et ses prestataires, avant tout début de déploiement.

Il tient compte, le cas échéant, des instructions données par le Distributeur ainsi que des règles d'accès aux ouvrages électriques qui font l'objet de l'Annexe 9.

### **Sous-traitance**

L'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage s'engage à ne faire intervenir pour l'exécution des travaux de déploiement du Réseau de communications électroniques sur le Réseau public de distribution d'électricité que l'entreprise qu'il a mandatée et la ou les seules entreprises directement mandatées par cette dernière. En tout état de cause, l'entreprise qui intervient a une compétence en matière électrique au sens de la réglementation.

### **Conditions d'accès et habilitation du personnel**

#### **Habilitation du personnel de l'Opérateur ou du Maître d'Ouvrage et de ses sous-traitants**

Toutes les personnes devant accéder ou intervenir dans les ouvrages électriques doivent être habilitées conformément à la publication UTE C18-510-1 conformément à l'arrêté du 19 juin 2014 cité après, et avoir reçu une formation adaptée aux activités qui leur sont demandées.

Elles doivent appliquer les règles d'intervention prévues par ce même document et par les dispositions de l'Annexe 9.

▪ **Modalités d'accès du personnel et des sous-traitants**

Les personnels disposent d'un bon de travail et d'un accès aux ouvrages.

Pour toute intervention sur les ouvrages du Réseau public de distribution d'électricité, l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage devra respecter, et faire respecter par les entreprises travaillant pour son compte, les règles d'accès aux ouvrages prévues par le décret 82-167 du 16 février 1982 et l'arrêté du 17 janvier 1989 modifié par l'arrêté du 19 juin 2014, ainsi que par l'Annexe 9. Dans le respect des dispositions précitées, l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage, ou les entreprises travaillant pour son compte, pourront accéder à tout moment aux équipements installés sur les ouvrages du Réseau public de distribution d'électricité. Cet accès permanent est valable pendant toute la durée de la Convention mais le Distributeur peut mettre fin par lettre recommandée avec accusé de réception, à cet accès permanent en cas de manquement aux dispositions mentionnées ci-dessus. Dans ce cas, l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage, ou les entreprises travaillant pour son compte, devront demander au Distributeur par écrit une autorisation préalablement à chaque intervention.

Pour les travaux devant être réalisés hors tension, l'autorisation d'accès est matérialisée par une attestation de Consignation délivrée par un chargé de consignation.

▪ **Application de la réglementation « DT – DICT »**

Conformément aux dispositions des articles R. 554-21-I-3° et R. 554-25-I du code de l'environnement, l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage bénéficie de la dispense de DT (déclaration de projet de travaux) et les exécutants de travaux travaillant pour son compte, de la dispense de DICT (déclaration d'intention de commencement de travaux), sous réserve que le Distributeur, en sa qualité d'exploitant du réseau, et l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage, en sa qualité de responsable de projet, se soient accordés sur les mesures de sécurité applicables aux travaux réalisés à proximité des Réseaux du Distributeur.

Cette dispense de DT-DICT est matérialisée par la signature de la Convention. Elle ne s'applique qu'aux Réseaux HTA/BT dont l'exploitant est le Distributeur, au sens de la réglementation DT- DICT.

Les Parties conviennent que les modalités spécifiques de sécurité que sont tenues de respecter l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage et les exécutants de travaux travaillant pour son compte sont les suivantes :

- Pour la réalisation de travaux sur les supports du Réseau du Distributeur, l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage devra respecter, et faire respecter par les entreprises travaillant pour son compte le décret n° 82-167 du 16 février 1982, ainsi que les dispositions de la publication UTE C 18-510-1.
- La dispense de DT et de DICT n'exonère pas de l'application des autres dispositions de la réglementation relative aux travaux à proximité des réseaux, et notamment du respect du guide technique relatif aux travaux à proximité des réseaux daté du 1er juin 2012 et établi conformément aux dispositions de l'article R. 554-29 du code de l'environnement.

Par conséquent, l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage et les entreprises travaillant pour son compte, veillent, conformément aux dispositions de l'article R. 554-29 du code de l'environnement, à la conservation et à la continuité de service des ouvrages ainsi qu'à la sauvegarde de la sécurité des personnes et des biens et la protection de l'environnement.

Ils sont tenus de respecter les prescriptions techniques fixées par le guide technique et de les appliquer lors de la conception et de la réalisation des projets et lors de l'exécution des travaux.

- Toute opération doit faire l'objet d'une préparation et, a minima, d'une analyse sur place.
- Les instructions de sécurité, telles qu'elles résultent de l'Annexe 9, doivent être respectées par l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage et les entreprises travaillant pour son compte.
- L'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage devra s'assurer que les entreprises travaillant pour son compte respectent les mesures de sécurité, telles qu'elles ont pu être exposées et imposent à leurs sous-traitants les contraintes de sécurité.
- Toute modification des règles de sécurité sera communiquée à l'Opérateur ou au Maître d'Ouvrage.

▪ **Information en temps réel du Distributeur par l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage**

Cette information est décrite dans l'Annexe 9.

- **Réalisation des travaux**
- **Installation des équipements**

L'installation du Réseau et matériels du Réseau de communications électroniques est réalisée conformément aux procédures rédigées en commun et au dossier d'étude validé par le Distributeur visés à l'Article 5.3.1 et au planning d'intervention hebdomadaire visé à l'annexe 9.

▪ **Prestations du Distributeur pour l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage**

L'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage doit faire appel au Distributeur et seulement à lui pour un certain nombre de prestations qui relèvent de sa responsabilité d'exploitant d'ouvrage électrique, telle que, par exemple, une prestation de visite d'ouvrage avant déploiement du Réseau de communications électroniques ou la délivrance des autorisations d'accès aux ouvrages. Les modalités financières associées sont fixées à l'Article 7.

▪ **Signalisation de la fin de travaux par l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage**

La fin des travaux réalisés par l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage est concrétisée par l'avis de fin de travail ou par communication téléphonique selon les modalités décrites dans les procédures visées à l'Annexe 9.

▪ **Contrôle de la conformité des ouvrages équipés en équipements du Réseau de communications électroniques**

♦ **Attestation de conformité par l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage**

A la fin des travaux, le Maître d'Ouvrage ou l'Opérateur s'engage, par écrit, sur la conformité de la réalisation de ses travaux par rapport :

- à l'Opération présentée à l'AODE et au Distributeur, et acceptée par le Distributeur, notamment au dossier technique et au dossier d'étude ;
- aux textes réglementaires ;
- aux règles de l'art ;
- aux dispositions de l'Annexe 5.



Pour ce faire, il complète l'Annexe 8 "Attestation d'achèvement de travaux de Réseau de communications électroniques sur appui commun" et l'adresse au Distributeur.

A cet engagement écrit, l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage joint les données numériques de récolement, à l'exclusion des branchements, mentionnant au minimum :

- la nature, les caractéristiques (libellé, type, diamètre) et la longueur des câbles installés ;
- la tension de réglage ou paramètre de pose ;
- la géolocalisation et les caractéristiques de chaque support utilisé ;
- la date de mise à jour de ces informations ;
- le cas échéant la valeur des prises de terre pour les câbles télécom comportant un conducteur métallique (éventuellement valeur du couplage avec une proximité de terre HTA ou HTB).

Les données ci-dessus sont également transmises par l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage à l'AODE.

♦ **Contrôle de la conformité par le Distributeur**

A l'issue des travaux de déploiement des Réseaux de communications électroniques sur un site signalé par l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage au Distributeur, le Distributeur a la possibilité de vérifier la conformité des travaux à l'accord technique préalablement donné en application de l'Article 5.3.1 et de s'assurer de leur compatibilité avec l'exploitation du Réseau public de distribution d'électricité et la pérennité de celui-ci.

En cas de non-conformité, le Distributeur notifie ses observations à l'Opérateur ou au Maître d'Ouvrage. Celui-ci dispose d'un délai maximum d'un mois à compter de cette notification pour mettre ses installations en conformité avec l'accord technique donné par le Distributeur.

En cas de problème mettant en cause la sécurité, le Distributeur peut réaliser immédiatement la mise en sécurité aux frais de l'Opérateur ou du Maître d'Ouvrage.

○ **COMMUNICATION DES DONNEES CARTOGRAPHIQUES PAR L'OPERATEUR**

L'Opérateur communique au Distributeur et, pour son information à l'AODE, les informations permettant de gérer, localiser et assurer la maintenance des supports du Réseau public de distribution d'électricité qui sont utilisés pour le déploiement du Réseau de communications électroniques. Ces informations, dont la liste est fixée par l'article 2 de l'Annexe 6, sont fournies sous forme de données géolocalisées pouvant être reprises dans les Systèmes d'Informations Géographiques (SIG) et suivant un format largement répandu également détaillé dans l'Annexe 6.

A cet effet, l'Opérateur fournit au Distributeur et à l'AODE, à la fin de chaque semestre, un tableau récapitulatif des supports utilisés, au format .xls ou similaire.

○ **PHASE D'EXPLOITATION COORDONNEE ET DE SUPERVISION DES RESEAUX**

▪ **Supervision des Réseaux**

Le Distributeur et l'Opérateur sont, chacun en ce qui le concerne, responsables de la supervision de leur réseau respectif. En d'autres termes, le Distributeur ne supervise pas le Réseau de communications électroniques et l'Opérateur ne supervise pas le Réseau de distribution publique d'électricité.

Les modalités d'échanges d'informations entre le Distributeur et l'Opérateur sont précisées aux Articles 5.6.2 et 5.6.3.

Les Parties pourront conclure une convention ad hoc visant à encadrer les conditions de mise en œuvre de cet article.

▪ **Maintenance par le Distributeur des ouvrages équipés en Réseau de communications électroniques**

Le Distributeur peut procéder à toute opération sur le Réseau public de distribution d'électricité sans information préalable de l'Opérateur, sans préjudice toutefois d'une information *a priori* ou *a posteriori* apportée à l'Opérateur par le Distributeur lorsque le Réseau de communications électroniques est susceptible d'être affecté ou a été effectivement affecté par ladite opération.

▪ **Maintenance par l'Opérateur sur le Réseau de communications électroniques**

▪ **Modalités d'accès et habilitation en phase d'exploitation**

L'Opérateur a le droit d'accéder à ses équipements à tout instant sous réserve de la délivrance d'une autorisation d'accès par le Distributeur. Les modalités d'accès et les habilitations nécessaires en phase d'exploitation sont conformes à la publication UTE C 18-510-1 conformément à l'arrêté du 19 juin 2014 et précisées dans les procédures visées par l'Annexe 9.

▪ **Maintenance préventive sur les équipements de Réseau de communications électroniques installés sur les ouvrages du Réseau public de distribution d'électricité**

Le planning des interventions de maintenance programmée de ses installations est transmis par l'Opérateur au Distributeur ainsi que toute mise à jour éventuelle.

▪ **Maintenance curative sur les équipements de Réseau de communications électroniques installés sur les ouvrages du Réseau public de distribution d'électricité**

En cas de panne détectée ou signalée par les utilisateurs, l'Opérateur peut déclencher des interventions sur les ouvrages concernés, si nécessaire en coordination avec le Distributeur, et selon les modalités décrites dans les procédures visées à l'Annexe 9.

○ **PHASE D'EVOLUTION DU RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES ET MISE HORS SERVICE D'EQUIPEMENTS DE RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES**

En cas de modification de son Réseau de communications électroniques et de mise hors service de certains équipements qui le constituent, l'Opérateur s'engage à démonter dans un délai de trois mois les

équipements qui ne seraient plus utilisés et à supporter les frais de remise en état du Réseau public de distribution d'électricité.

- **MODIFICATION DES OUVRAGES DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ**

- **PRINCIPES**

L'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage établit le Réseau de communications électroniques sur des ouvrages du Réseau public de distribution d'électricité en l'état existant de ce réseau dont il a pris connaissance au préalable et dans le cadre des modalités décrites à l'Article 5. En conséquence, il ne peut modifier ou demander des modifications du Réseau public de distribution d'électricité que dans les conditions prévues par la Convention, et sous réserve que ces modifications ne portent pas atteinte à la bonne exploitation du service ou à la sécurité du Réseau public de distribution d'électricité. Toutes les modifications pour les besoins de l'établissement du Réseau de communications électroniques, notamment le remplacement des supports pour tenir le surcroît d'effort mécanique exercé par le câble optique, ou encore le remaniement des Réseaux électriques et des autres réseaux existants pour les besoins de l'ajout du câble de communications électroniques, sont facturées à l'Opérateur ou au Maître d'Ouvrage.

Pour assurer la distribution d'électricité qui constitue l'activité prioritaire du Réseau électrique, le Distributeur ou l'AODE (le cas échéant, la collectivité publique Maître d'Ouvrage des travaux sur le Réseau électrique) peuvent procéder à des modifications ultérieures des ouvrages de ce réseau. De même, certaines modifications peuvent résulter du fait de tiers (demandes de raccordement, déplacements d'ouvrages etc.). Certaines modifications s'imposent dans leur principe à l'Opérateur ou au Maître d'Ouvrage.

- **MODIFICATIONS DU FAIT DE L'AODE OU DU DISTRIBUTEUR**

- **Règles générales**

L'Opérateur ne peut faire obstacle à une modification de tout ou partie du Réseau public de distribution d'électricité existant.

En dehors d'événements nécessitant une intervention urgente sur le Réseau public de distribution d'électricité, le Distributeur ou l'AODE selon le cas informe l'Opérateur, de son intention de réaliser des travaux ayant des effets temporaires ou définitifs sur le Réseau de communications électroniques, à minima trois mois avant le début des travaux. Pour les opérations de raccordement au Réseau public de distribution d'électricité, ce délai est ramené à un mois.

En cas de travaux sur le Réseau public de distribution d'électricité nécessitant une modification ou une dépose de tout ou partie du Réseau de communications électroniques, le Distributeur ou l'AODE indiquent à l'Opérateur l'objet et la durée prévisible desdits travaux ainsi que le délai dans lequel le Réseau de communications électroniques doit être modifié ou déposé.

Ces travaux et leurs conséquences sur le Réseau de communications électroniques peuvent ouvrir droit à une indemnité au profit de l'Opérateur dans le cas d'une dépose définitive du Réseau public de distribution d'électricité et dans les conditions suivantes :

- pendant les 2 premières années le droit d'usage et la redevance d'utilisation versés au titre des Articles 7.2 et 7.3 sont remboursés au Maître d'ouvrage,
- au-delà des 2 premières années aucune indemnisation n'est versée par le Distributeur ou l'AODE.

On entend par « 2 premières années » le délai courant à partir de la date de l'accord technique visé au 5.3.1.

En tout état de cause, l'Opérateur fait son affaire de la reconstruction du Réseau de communications électroniques jusqu'à la réception des travaux par le Maître d'ouvrage.

▪ **Cas de la mise en « techniques discrètes »**

La mise en « techniques discrètes » des Réseaux consiste à poser des câbles sur façades ou en souterrain avec la dépose des supports du réseau électrique.

Quel que soit le motif de la mise en « techniques discrètes » de tout ou partie du Réseau public de distribution d'électricité, l'Opérateur et/ou le Maître d'ouvrage ne peut y faire obstacle. Il s'engage à déposer, préalablement ou simultanément à la mise en œuvre des travaux, son réseau installé sur les supports.

A défaut, le Distributeur et l'AODE se réservent chacun le droit de déposer le Réseau de communications électroniques aux frais et risques de l'Opérateur et/ou le Maître d'ouvrage, après qu'une mise en demeure adressée à l'Opérateur et/ou le Maître d'ouvrage, par lettre recommandée avec avis de réception, soit restée sans réponse dans un délai d'un mois à compter de sa réception.

Afin de favoriser la concertation et la coordination des travaux, sauf cas d'urgence ou de force majeure, l'AODE et/ou le Distributeur communiquent à l'Opérateur leurs programmes annuels, afin de permettre à ce dernier de programmer et de budgétiser les travaux de mise en « techniques discrètes » du Réseau de communications électroniques concerné.

L'Opérateur fait alors son affaire, techniquement et financièrement, de la mise en « techniques discrètes » de son propre réseau posé sur les supports de distribution publique de l'électricité, ce qui ne fait pas obstacle à une réalisation conjointe de ces travaux.

En cas de remplacement d'une ligne aérienne du Réseau public de distribution d'électricité par une ligne souterraine, les Parties appliquent les règles définies en Annexe 4 et peuvent signer une convention spécifique pour leur mise en œuvre.

Si les câbles de plusieurs opérateurs sont présents sur une même traverse ou dans une même gaine dans le cadre d'un partage dans les conditions définies à l'Article 4.2.1, le gestionnaire des Equipements d'accueil est seul interlocuteur du Distributeur ou de l'AODE pour ce qui concerne l'organisation de la dépose des réseaux existants et de leur enfouissement. Le gestionnaire des Equipements d'accueil prend en charge les coûts de dépose et d'enfouissement de l'ensemble des réseaux installés sur ses

équipements. Il fait son affaire de la coordination des différents opérateurs et de l'éventuelle perception, auprès d'eux, d'une participation financière aux frais de dépose et d'enfouissement.

○ **MODIFICATIONS A LA DEMANDE D'UN TIERS**

Dans le cas de modifications des ouvrages du Réseau public de distribution d'électricité à la demande d'un tiers, seules les règles relatives aux modifications des Réseaux publics de distribution d'électricité s'appliquent, conformément à l'article 12 de la loi du 15 juin 1906 (Art. L. 323-4 et suivants du Code de l'énergie), ainsi qu'aux décrets et à la jurisprudence qui en découlent.

Le cas échéant, si cette demande du tiers est susceptible d'affecter le Réseau de communications électroniques, le Distributeur en informe par écrit l'Opérateur dans un délai lui permettant de prendre les dispositions éventuellement nécessaires, et de se rapprocher du demandeur.

Le Distributeur, l'Opérateur et les autres exploitants éventuels font chacun leur affaire de la perception auprès du demandeur de sa participation financière aux frais de modification des réseaux dont ils ont respectivement la charge.

Lorsque les modifications demandées par le tiers ne peuvent ouvrir droit à indemnisation, le Distributeur et l'Opérateur prennent à leur charge les frais de modification des ouvrages dont ils ont respectivement la charge et réalisent les travaux.

En aucun cas, l'Opérateur ne peut prétendre au remboursement des frais engagés ni à aucune autre indemnisation par le Distributeur ou par l'AODE.

○ **MODIFICATIONS A LA DEMANDE DE L'OPERATEUR**

Les travaux et interventions pour l'établissement du Réseau de communications électroniques ne peuvent remettre en cause l'architecture et la consistance du Réseau public de distribution d'électricité et des autres réseaux existants.

L'Opérateur peut toutefois souhaiter la réalisation de modifications ou d'aménagements, jugés mineurs par le Distributeur, des ouvrages du Réseau public de distribution d'électricité.

Dans ce cas, il doit adresser une demande préalable au Distributeur accompagnée de tous les éléments nécessaires notamment techniques.

Le Distributeur se prononce dans le délai d'un mois à compter de la réception de la demande de l'Opérateur.

En tout état de cause, ces modifications et celles afférentes aux autres réseaux existants sont à la charge de l'Opérateur.

Pour chaque tronçon de l'infrastructure modifiée, l'Opérateur fournit à l'AODE et au Distributeur les informations relatives aux éléments modifiés, un mois au plus tard après la fin des travaux.

• **MODALITES FINANCIERES**

La mise en place sur le Réseau public de distribution d'électricité et l'exploitation d'un Réseau de communications électroniques ne doivent générer aucune charge économique supplémentaire ni pour l'AODE, ni pour le Distributeur ou pour les utilisateurs du Réseau public de distribution d'électricité.

En conséquence, toutes les interventions et prestations que le Distributeur doit assurer au profit de l'Opérateur ou du Maître d'Ouvrage du Réseau de communications électroniques leur sont facturées.

En outre, l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage verse au Distributeur une redevance au titre du droit d'usage du Réseau public de distribution d'électricité, et à l'AODE une redevance pour l'utilisation de ce réseau.

○ **REMUNERATION DES PRESTATIONS EFFECTUEES PAR LE DISTRIBUTEUR**

◆ **DEFINITION DES PRESTATIONS**

L'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage doit faire appel au Distributeur et seulement à lui pour un certain nombre de prestations qui relèvent de sa responsabilité.

Cela vise notamment les prestations suivantes :

- la fourniture des informations réseaux;
- la validation du dossier technique;
- l'analyse des résultats CAMELIA/COMAC;
- la délivrance des accès aux ouvrages;
- le contrôle de conformité après travaux.

Le coût de ces prestations effectuées par le Distributeur est supporté par l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage dans des conditions veillant à assurer la neutralité économique, en tenant compte de leur coût de revient pour le Distributeur et de la couverture des charges exposées par ce dernier.

Ces prestations font l'objet d'une facturation unique pour l'ensemble de ces prestations réalisées par le Distributeur de l'instruction du dossier jusqu'à la réalisation de l'Ouvrage de communications électroniques.

En 2015, le tarif applicable pour ces prestations est fixé à :

- 0,67 €/ml pour le Réseau HTA,
- 0,78 €/ml pour le Réseau BT.

Dans l'hypothèse où ce tarif est fixé par le catalogue des prestations du Distributeur (tarif au mètre linéaire des lignes étudiées), il sera actualisé régulièrement avec la validation de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE).

Le cas échéant, ces prestations pourront faire l'objet d'un devis, soit parce qu'elles ne sont pas inscrites au catalogue, soit parce qu'elles nécessitent un traitement spécifique.

Le coût des prestations est soumis à réactualisation en fonction des évolutions techniques ultérieures et des coûts horaires du Distributeur. Lorsqu'il est inscrit au catalogue, il est contrôlé et validé par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) dans le cadre de la révision du catalogue.

♦ **MODALITES DE PAIEMENT**

Les prestations relevant de l'Article 7.1.1 font l'objet d'une facturation semestrielle par le Distributeur au Maître d'Ouvrage ou à l'Opérateur<sup>3</sup>.

Le paiement doit survenir dans un délai maximal de 45 jours fin de mois ou 60 jours nets date de facture.

○ **DROIT D'USAGE VERSE AU DISTRIBUTEUR**

♦ **DEFINITION**

Sans préjudice des prestations prévues par l'Article 7.1 et de la redevance prévue par l'Article 7.3, le Distributeur perçoit de la part du Maître d'Ouvrage ou de l'Opérateur un droit d'usage au titre de la mise à disposition des supports du Réseau public de distribution d'électricité pour l'installation et l'exploitation du Réseau de communications électroniques par ce-dernier.

Il est indépendant de la redevance d'occupation du domaine public, et tient notamment compte des éléments suivants :

- la perte de suréquipement ;
- la gêne d'exploitation ;
- l'entretien et le renouvellement des supports ;
- l'élagage à proximité des lignes électriques.

Pour l'année 2015, il est fixé par support ou, le cas échéant, par traverse à 55 € HT.

Le droit d'usage est susceptible d'être modifié au cours de l'exécution de la Convention en fonction du cadre qui sera éventuellement fixé par la Commission de Régulation de l'Energie. Ces modifications produiront automatiquement leurs effets entre les Parties dans le cadre des présentes. Partant, les facturations qui seront émises par la suite par le Distributeur prendront en compte lesdites modifications.

Il est assujéti à la TVA, au taux en vigueur à la date d'émission de la facture HT.

♦ **MODALITES DE VERSEMENT**

Le droit d'usage correspond aux montants totaux dus au Distributeur par le Maître d'Ouvrage ou l'Opérateur par support ou par traverse pour une durée de mise à disposition des supports de 20 ans.

Ils font l'objet d'une facturation unique par tranche de travaux réalisés sur un semestre, en fonction du nombre de supports qui ont été mis à disposition durant cette période, sur la base des volumes indiqués dans l'Annexe 7 dûment remplie.

Le paiement doit survenir dans un délai maximal de 60 jours nets à compter de la date d'émission de la facture par le Distributeur.

---

<sup>3</sup> Pour l'application du présent article 7, selon les Parties signataires de la Convention, « l'Opérateur » ou le « Maître d'Ouvrage » devra être désigné.

En cas de retard dans le règlement de la redevance, le Distributeur peut appliquer des intérêts moratoires calculés selon la réglementation en vigueur.

- **REDEVANCE D'UTILISATION DU RESEAU VERSEE A L'AUTORITE CONCEDANTE**

- ◆ **DEFINITION**

Le Maître d'Ouvrage ou l'Opérateur verse une redevance d'utilisation du Réseau public de distribution d'énergie électrique à l'AODE, propriétaire dudit réseau. Cette redevance est indépendante de la redevance d'occupation du domaine public perçue par le gestionnaire de ce domaine et tient compte des avantages tirés par l'Opérateur de cette utilisation.

Le montant de la redevance est facturé une seule fois pour une durée de mise à disposition des supports de 20 ans. Pour l'année 2015, il est fixé par support ou, le cas échéant, par traverse à 27,5 € HT.

La redevance d'utilisation du réseau électrique versée à l'AODE n'est pas soumise à la TVA, conformément aux articles 256 B et 260 A du Code général des impôts.

- ◆ **MODALITES DE VERSEMENT**

Les montants visés à l'Article 7.3.1 correspondent aux montants totaux dus à l'AODE par le Maître d'Ouvrage ou l'Opérateur par support ou par traverse pour la durée de la Convention.

Ces montants font l'objet d'une facturation semestrielle par l'AODE au Maître d'Ouvrage ou à l'Opérateur en fonction du nombre de supports qui ont été mis à disposition durant cette période, sur la base des volumes indiqués dans l'Annexe 7 dûment remplie. A cet effet, le Distributeur communique à l'AODE l'assiette de facturation.

Le paiement doit survenir dans un délai maximal de 60 jours nets à compter de la date d'émission de la facture.

En cas de retard dans le règlement de la redevance, l'AODE peut appliquer des intérêts moratoires calculés selon la réglementation en vigueur.

- **DISPOSITIONS COMMUNES AU DROIT D'USAGE ET A LA REDEVANCE D'UTILISATION**

- ◆ **PRISE EN COMPTE DU VERSEMENT DU DROIT D'USAGE ET DE LA REDEVANCE D'UTILISATION DANS LE TEMPS**

Les montants visés aux Articles 7.2 et 7.3 sont calculés sur la base d'une mise à disposition des supports par le Réseau de communications électroniques pendant une durée de 20 ans à compter de son installation. Partant, dans l'hypothèse où une nouvelle convention est conclue entre les Parties avant l'échéance des présentes, et ayant le même objet que les présentes, le Maître d'Ouvrage ou l'Opérateur ne sera tenu de verser à nouveau une redevance d'utilisation et un droit d'usage, respectivement à



l'AODE et au Distributeur, qu'à l'échéance du délai de 20 ans à compter de l'installation des ouvrages du Réseau de communications électroniques.

♦ **ACTUALISATION DES REDEVANCES DU DROIT D'USAGE ET DE LA REDEVANCE D'UTILISATION**

Le droit d'usage versé au Distributeur et la redevance d'utilisation versée à l'AODE sont calculés au 1<sup>er</sup> janvier de chaque année et varient proportionnellement à un coefficient d'actualisation K défini comme suit :

$$K = 0,15 + 0,85 (TP12an / TP12ao)$$

Où :

- TP12a correspond à l'index national de travaux publics pour les « réseaux d'énergie et de communication », publié mensuellement par l'INSEE.
- « n » correspond à l'année d'actualisation. L'index à prendre en compte est celui du mois de juillet de l'année « n-1 ».
- « o » indique l'année d'établissement des prix. L'index TP12ao est celui du 1<sup>er</sup> Novembre 2014, sa valeur est 106,2 et correspond aux valeurs de base de 55 € HT pour le droit d'usage, et de 27,5 € HT pour la redevance d'utilisation.

• **ABANDON DU PROJET DE RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES - RESILIATION DE LA CONVENTION**

○ **ABANDON DU PROJET DE RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES**

En cas d'abandon du projet de déploiement de Réseau de communications électroniques pendant la période de temps couverte par la Convention, l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage s'engage à :

1. en informer dans le délai d'un mois maximum, par lettres recommandées le Distributeur et l'AODE ;
2. déposer ou faire déposer le Réseau de communications électroniques dans un délai maximum de douze mois à compter de la date de la lettre recommandée. La dépose inclut la remise en état des ouvrages et les éventuelles opérations de dépollution. L'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage demeure entièrement responsable du Réseau de communications électroniques jusqu'à la dépose complète de celui-ci.
  3. Nota 1 : aucun Equipement d'accueil n'est déposé sans avis préalable de la Collectivité, qui se réserve le droit de prendre possession des équipements d'accueil correspondant au Réseau de communications électroniques abandonné, ainsi que des droits et obligations de la Convention.
  4. Nota 2 : dans le cas où les équipements appartenant à l'Opérateur sont utilisés par des tiers, aucun équipement n'est déposé sans qu'une solution d'accueil équivalente ne soit proposée aux tiers utilisateurs par l'Opérateur. Une solution peut être la cession gratuite des équipements à un tiers opérateur de communications électroniques, sous réserve de la signature d'une convention entre ce tiers, le Distributeur et l'AODE.

En cas de carence dans l'exécution des obligations au titre du présent article, le Distributeur se réserve le droit de déposer le Réseau de communications électroniques aux frais et risques de l'Opérateur, après qu'une mise en demeure adressée par le Distributeur au Maître d'ouvrage ou à l'Opérateur, par lettre recommandée avec avis de réception, soit restée sans réponse dans un délai d'un mois à compter de sa réception.

○ **RESILIATION DE LA CONVENTION PAR LE DISTRIBUTEUR**

◆ **MODALITES DE MISE EN ŒUVRE**

La Convention peut être résiliée dans les conditions prévues par le présent article en cas de manquement grave et répété, par l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage, à ses obligations contractuelles essentielles, et ce, dans des conditions mettant en danger ou perturbant la sécurité et la continuité du Réseau public de distribution d'électricité.

En cas de manquement grave et répété par l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage à ses obligations telles que visées à l'alinéa précédent, le Distributeur met en demeure par lettre recommandée avec avis de réception l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage de remédier à ses manquements et informe concomitamment, par lettre recommandée avec avis de réception, le Maître d'ouvrage et/ou la Collectivité et l'AODE, de la situation. Le cas échéant, le Distributeur peut prendre, aux frais de l'Opérateur ou du Maître d'Ouvrage, des mesures conservatoires pour assurer la sécurité et la continuité du service public dont il a la charge.

En cas de désaccord persistant et en l'absence d'une solution dégagée trois mois après sa saisine, le Distributeur peut résilier la Convention par décision dûment motivée, notifiée par lettre recommandée avec avis de réception à l'ensemble des Parties.

◆ **CONSEQUENCES DE LA RESILIATION**

En cas de résiliation, l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage devra déposer le Réseau de communications électroniques et remettre en état les ouvrages du Réseau public de distribution d'électricité à ses frais dans un délai maximum de douze mois à compter de la date de résiliation de la Convention. Il doit également procéder, le cas échéant, aux opérations de dépollution. Les modalités définies à l'Article 0 s'appliquent.

A défaut, le Distributeur se réserve le droit de déposer ledit réseau et de procéder aux éventuelles opérations de dépollution aux frais et risques de l'Opérateur et/ou du Maître d'Ouvrage.

La résiliation de la Convention ne produit pas d'effet sur l'existence et la validité des droits et obligations des Parties prévus pour demeurer en vigueur au-delà de la résiliation de la Convention, telles que les obligations des Parties relatives à la confidentialité.

Les présentes stipulations s'appliquent sans préjudice du droit, pour le Distributeur victime des manquements de l'Opérateur et/ou du Maître d'Ouvrage, d'être indemnisé des conséquences dommageables de ces manquements, dans les conditions fixées par l'Article 9.

Par ailleurs, le paiement des prestations fournies par le Distributeur et des redevances dues pour toute utilisation d'un support restent dues, y compris en cas de résiliation anticipée.

○ **DEFAILLANCE DE L'OPERATEUR**

En cas de défaillance de l'Opérateur, quelle qu'en soit la cause - et sans préjudice de l'opportunité éventuelle pour l'AODE de se substituer à l'Opérateur - , dont le résultat serait la non-exécution des obligations contractuelles relatives à la dépose du Réseau de communications électroniques susceptible de lui incomber au titre des Articles 8.1 et 8.2, le Distributeur peut, afin de recouvrer les frais afférents à la dépose dudit réseau qu'il aura exposés, demander au Maître d'Ouvrage la prise en charge desdits frais, sous réserve d'avoir préalablement sollicité l'Opérateur.

• **RESPONSABILITES**

○ **RESPONSABILITES DU DISTRIBUTEUR ET DE L'OPERATEUR OU DU MAITRE D'OUVRAGE**

▪ **Principes**

Chacune des Parties est responsable vis-à-vis de l'autre des seuls dommages matériels qui seraient causés de son fait, ou du fait de ses préposés, entrepreneurs ou sous-traitants travaillant pour son compte, à des tiers (personnes physiques ou morales autres qu'Enedis ou l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage ou leurs préposés respectifs) et résultant de l'exécution de la Convention. Elle s'engage à répondre dans cette limite de l'ensemble des préjudices qu'elle pourrait causer à l'autre Partie sous réserve de la preuve d'un manquement qui lui est imputable.

A ce titre:

- l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage assume l'entière responsabilité des équipements et ouvrages dont il a la garde ou dont il répond (et notamment les Equipements d'accueil et le Réseau de communications électroniques) et des travaux et interventions réalisés par lui ou pour son compte ;
- le Distributeur exclut toute responsabilité du fait du fonctionnement des protections du Réseau public de distribution d'électricité et notamment des systèmes de ré-enclenchement automatique pour les deux aspects techniques suivants :
  - non-immunité de l'appareillage à ce type de phénomène ;
  - perturbation des communications ou transfert de données en cours.

Les Parties entendent exclure entre elles tout recours s'agissant des dommages indirects et/ou immatériels tels que, et sans que cette liste soit limitative, les conséquences des perturbations causées au Réseau de Communications électroniques, les pertes de profits, de bénéfices, d'exploitation, de chiffre d'affaire, de chances, de contrats, l'atteinte à l'image de marque, le préjudice moral ou commercial et autres pertes de revenus, les manques à gagner et surcoûts.

Les Parties prennent également acte de ce que le Distributeur ne peut garantir l'exactitude et l'exhaustivité des plans et données cartographiques. Il en résulte qu'elles ne peuvent en aucun cas rechercher sa responsabilité fondée notamment sur le degré de fiabilité, la précision, la symbolique ou l'exhaustivité des plans et données fournis dans le cadre de la Convention.

Si un ouvrage de distribution publique de l'électricité comportant des équipements installés par l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage subit un quelconque dommage, préalablement à tout recours contentieux et afin d'assurer la continuité du service de distribution publique électrique et l'intégrité du Réseau de communications électroniques, le Distributeur et (ou) l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage effectuent, si nécessaire, une remise en état provisoire et (ou) une reconstruction définitive des ouvrages

dont ils ont respectivement la charge. Chaque fois que possible, un constat d'huissier décrivant l'ensemble des dommages est toutefois préalablement établi. Pour autant, la non réalisation du constat d'huissier n'emporte pas de conséquence sur le droit à indemnisation d'une Partie, laquelle reste libre de démontrer le dommage par tout moyen.

▪ **Force majeure et régime perturbé**

Les Parties n'encourent pas de responsabilité en cas d'événements de force majeure.

Un événement de force majeure désigne tout événement irrésistible, imprévisible et extérieur à la volonté des parties signataires de la présente convention, rendant impossible l'exécution de tout ou partie des obligations mentionnées dans les présentes dispositions générales.

Dans la mesure du possible, la Partie concernée informe les autres Parties des incidents et de leurs natures afin de limiter les conséquences dommageables de l'événement.

En particulier, le Distributeur n'encourt pas de responsabilité en cas d'incident sur le Réseau public de distribution d'électricité provenant d'un cas de force majeure affectant les conditions d'exploitation de ce réseau ou de circonstances exceptionnelles caractérisant un régime perturbé décrit ci-après.

En effet, il existe des circonstances exceptionnelles, indépendantes de la volonté d'Enedis et non maîtrisables dans l'état des connaissances techniques, qui sont assimilées à des événements de force majeure pouvant conduire dans certains cas à des perturbations dans l'alimentation des Points de Livraison voire à des délestages partiels. Ces circonstances caractérisant le régime perturbé sont notamment les suivantes :

- les destructions volontaires dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats ou atteintes délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels qu'incendies, explosions ou chutes d'avions ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982, c'est à dire des dommages matériels directs ayant pour cause déterminante l'intensité anormale d'un agent naturel, lorsque les mesures habituelles à prendre pour prévenir ces dommages n'ont pu empêcher leur survenance ou n'ont pu être prises ;
- les phénomènes atmosphériques irrésistibles par leur cause et leur ampleur et auxquels les réseaux électriques, et notamment aériens, sont particulièrement vulnérables (ex. : givre, neige collante, tempête, crue, canicule), dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 Points de Livraison, alimentés par le Réseau public de transport et/ou par les Réseaux publics de distribution sont privés d'électricité. Cette dernière condition n'est pas exigée en cas de délestages de PDL non prioritaires en application de l'arrêté du 5 juillet 1990, dans le cas où l'alimentation en électricité est de nature à être compromise ;
- les mises hors service d'ouvrages imposées par les pouvoirs publics pour des motifs de défense ou de sécurité publique ;
- les délestages imposés par les grèves du personnel
- les délestages organisés par RTE conformément à l'article 12 de l'arrêté du 6 octobre 2006 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport de l'électricité d'un réseau public de distribution.

Les Parties conviennent, le cas échéant, d'examiner les dispositions à prendre pour tirer les conséquences de la force majeure ou du régime perturbé sur les conditions d'exécution de la Convention.

- **RESPONSABILITE DU FAIT DE TRAVAUX SUR LE RESEAU DP SOUS MAITRISE DE L'AODE OU DU DISTRIBUTEUR**

Les dommages causés aux installations du Réseau de communications électroniques, lors de travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de l'AODE (le cas échéant, de la collectivité publique Maître d'Ouvrage des travaux sur le Réseau de distribution publique d'électricité) ou du Distributeur, sont de la responsabilité de ce maître d'ouvrage, ainsi que les conséquences qui en résultent, y compris en cas d'accident corporel. Cette responsabilité ne fait toutefois pas préjudice à la mise en jeu de la responsabilité de l'entreprise qui a exécuté les travaux et qui serait ainsi susceptible d'exonérer en tout ou partie le maître d'ouvrage précité.

- **DOMMAGES CAUSES PAR DES TIERS**

Lors de dommages causés par un tiers aux installations dont le Distributeur et l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage ont la charge, ces derniers font chacun leur affaire des actions à tenter contre ledit tiers.

- **DOMMAGES CAUSES A DES TIERS**

Les dommages causés par les Parties aux tiers lors de travaux réalisés sous leur maîtrise d'ouvrage, lors de toute intervention sur les ouvrages dont elles ont la charge ou du fait des ouvrages dont elles ont la charge sont de leur entière responsabilité, ainsi que les conséquences qui en résultent, y compris en cas d'accident corporel.

L'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage garantit Enedis contre tout recours, demande d'indemnisation ou condamnation dirigé contre cette dernière par un tiers ou un usager du Réseau public de distribution d'électricité à raison des travaux et interventions réalisés par l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage ou pour son compte et des équipements et ouvrages dont il a la garde ou dont il répond.

- **ASSURANCES ET GARANTIES**

A la signature de la Convention, l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage doit justifier qu'il est titulaire d'une assurance garantissant sa responsabilité en cas d'accidents ou de dommages causés par l'exécution des travaux d'établissement du Réseau de communications électroniques et la présence des équipements du Réseau de communications électroniques sur le Réseau public de distribution d'électricité ; il doit être en mesure de présenter au Distributeur, à sa demande, l'attestation d'assurance correspondante.

- **CONFIDENTIALITE ET UTILISATION DES INFORMATIONS ECHANGEES DANS LE CADRE DE LA CONVENTION**

Les Parties s'engagent à respecter la présente clause de confidentialité pendant toute la durée de la Convention et pendant une période de 3 ans suivant l'expiration, la caducité ou la résiliation de la Convention.

- **CONFIDENTIALITE**

Les informations communiquées entre les Parties, y compris leurs sous-traitants, au titre de la Convention, sont considérées comme confidentielles.

Les informations fournies par le Distributeur ne peuvent en aucun cas comprendre des données confidentielles et des informations commercialement sensibles au sens de l'article L. 111-73 du Code

de l'énergie et du décret n°2001-630 du 16 juillet 2001 relatif à la confidentialité des informations détenues par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité, ni des données à caractère personnel au sens de la loi n°78-17 du 6 janvier 1978 relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés.

La notion d'information confidentielle n'inclut pas une information pour laquelle la Partie réceptrice peut démontrer que :

- L'information est dans le domaine public au moment de la signature de la Convention ou est tombée dans le domaine public pendant la durée de la convention, sans que la partie réceptrice ait violé ses obligations de confidentialité au titre de la convention ;
- Elle a été libérée de son obligation de confidentialité au regard de cette information par un accord écrit et préalable de la Partie émettrice ;
- Elle a reçu cette information d'un tiers, licitement, autrement que par violation des dispositions du présent article.

Les Parties s'engagent, dans le respect de la loi, à préserver la confidentialité des informations définies précédemment comme telles, dont elles ont connaissance et (ou) auxquelles elles auront eu accès dans le cadre de la Convention.

Si l'une des Parties souhaite transmettre, dans le cadre de la Convention, une information à un tiers, elle s'engage à demander l'accord écrit des autres parties concernées avant toute divulgation d'une information considérée comme confidentielle, et à insérer dans les relations contractuelles avec ce tiers la même obligation de confidentialité que celle prévue à la Convention.

Les dispositions du présent article s'entendent sans préjudice du respect de la législation, notamment la loi n°78-753 du 17 juillet 1978 portant diverses mesures d'amélioration des relations entre l'administration et le public et diverses dispositions d'ordre administratif, social et fiscal.

○ **UTILISATION DES INFORMATIONS ECHANGÉES**

L'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage s'engage à ne pas effectuer de traitement des informations qui lui sont communiquées par le Distributeur qui aboutirait à un non-respect des exigences fixées par la loi n°78-17 du 17 janvier 1978 susvisée ou à la reconstitution d'informations commercialement sensibles visées par l'article L111-73 du code de l'énergie. A cet égard, il est informé des sanctions encourues en cas de violation desdites obligations prévues par l'article L111-81 du Code de l'énergie.

Par ailleurs, toutes les informations communiquées par le Distributeur à l'Opérateur ou au Maître d'Ouvrage relatives au Réseau public de distribution d'électricité le sont aux seules fins d'exécution de la Convention. A cet effet, l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage est autorisé à transmettre ces données à ses prestataires travaillant pour son compte, sous réserve que le droit de propriété du Distributeur sur ces données et leur confidentialité soient préservés. Le prestataire doit alors s'engager à restituer à l'Opérateur ou au Maître d'Ouvrage ou à détruire, à la fin de la prestation, les données du Distributeur mises à sa disposition.

Sauf accord exprès, écrit et préalable du Distributeur, l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage s'engage à ne pas utiliser les données mises à sa disposition à d'autres fins en particulier les communiquer à des tiers, en ce compris à des fins commerciales.

Le présent article ne s'oppose pas à ce que l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage communique la cartographie du Réseau de communications électroniques, excluant la représentation du Réseau public de distribution d'électricité, pour l'application de l'article L. 33-7 du CPCE.

#### • **CONNAISSANCES ACQUISES PAR LES PARTIES**

Les Parties s'engagent à ne pas divulguer les savoir-faire et les connaissances que le Distributeur, l'AODE et l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage ou ses prestataires possèdent du fait de leur exploitation respective au moment de la signature de la Convention ou qu'ils acquerront pendant son exécution.

Toutefois, lorsque l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage agit pour le compte d'un Maître d'Ouvrage public, les connaissances acquises par l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage peuvent être transmises au Maître d'Ouvrage dès lors que ces connaissances sont de nature à faciliter la cohérence des actions des collectivités en matière d'aménagement numérique du territoire.

Le Distributeur ou l'AODE (dans le cas où elle exercerait la maîtrise d'ouvrage) bénéficient d'un droit d'usage gratuit des connaissances qu'il a acquises au cours de la mise en œuvre du Projet objet de la Convention, et ce pour leurs seuls besoins propres.

#### • **DUREE DE LA CONVENTION**

La durée de la Convention s'exerce indépendamment de l'échéance du Contrat de concession de distribution publique d'électricité en cours.

##### ○ **RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES ETABLI SOUS MAITRISE D'OUVRAGE PUBLIQUE**

Lorsque le Réseau de communications électroniques est mis en place par un Opérateur pour le compte d'une collectivité, la Convention est signée après la date de prise d'effet du contrat pour l'établissement et l'exploitation du Réseau de communications électroniques.

La Convention ne peut excéder, en tout état de cause, une durée de vingt ans à compter de sa signature entre le Distributeur et le Maître d'Ouvrage.

Six mois avant cette échéance, le Maître d'Ouvrage informe le Distributeur et l'AODE de son intention de poursuivre ou non l'exploitation du Réseau de communications électroniques. Le Maître d'Ouvrage a la faculté :

- soit de demander la prorogation de la Convention et de se substituer à l'Opérateur ou de lui substituer un nouvel exploitant qu'il a désigné afin de poursuivre l'exploitation du Réseau de communications électroniques. Une telle prorogation donne lieu au versement des rémunérations et redevances dues au Distributeur et à l'AODE, dans les conditions fixées par l'Article 7 ;
- soit de demander la conclusion d'une nouvelle convention ; le Maître d'ouvrage, le Distributeur et l'AODE se rapprochent alors pour convenir d'un commun accord de ces modalités ;
- soit de mettre fin à l'exploitation du Réseau de communications électroniques.

Dans ce dernier cas, l'Opérateur s'engage à déposer le Réseau de communications électroniques dans un délai maximum de douze mois à compter de la date d'échéance de la Convention. A défaut, le Distributeur se réserve le droit de déposer ledit réseau aux frais et risques de l'Opérateur. Celui-ci doit

également procéder, le cas échéant, aux opérations de dépollution. Les modalités prévues à l'Article 8.1 s'appliquent.

○ **RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES ETABLI SOUS MAITRISE D'OUVRAGE PRIVEE**

La Convention est conclue pour une durée de vingt ans à compter de la date de sa signature par les Parties.

Six mois avant cette échéance, l'Opérateur informe le Distributeur et l'AODE de son intention de poursuivre ou non l'exploitation du Réseau de communications électroniques. Si l'Opérateur souhaite poursuivre l'exploitation du réseau, une nouvelle convention est signée entre les Parties.

Si l'Opérateur ne souhaite pas poursuivre l'exploitation du Réseau de communications électroniques, le réseau est considéré comme abandonné à la date d'échéance de la Convention. Dans ce cas, les dispositions de l'Article 8 s'appliquent, jusqu'à ce que l'Opérateur ait satisfait à ses obligations, et ce même si la date d'échéance de la Convention est passée.

○ **DISPOSITIONS COMMUNES**

- i- L'Opérateur ou le Maître d'ouvrage dans le cas de l'Article 13.1 demeure entièrement responsable du Réseau de communications électroniques jusqu'à la dépose complète de celui-ci.
- ii- L'échéance de la Convention ne produit pas d'effet sur l'existence et la validité des droits et obligations des Parties prévus pour demeurer en vigueur au-delà de l'expiration de la Convention, telles que les obligations des Parties relatives à la confidentialité.
- iii- Les présentes stipulations s'appliquent sans préjudice du droit, pour le Distributeur victime des manquements de l'Opérateur et/ou du Maître d'Ouvrage, d'être indemnisé des conséquences dommageables de ces manquements, dans les conditions fixées par l'Article 9.

Par ailleurs, le paiement des prestations fournies par le Distributeur et des redevances dues pour toute utilisation d'un support restent dues, y compris en cas d'échéance de la Convention.

- iv- Toute modification significative de la Convention fait l'objet d'un avenant.

La Convention ne peut pas être reconduite tacitement.

Les présentes stipulations constituent un tout indissociable, en ce compris les Annexes, insusceptible d'exécution partielle. Toutefois, la Convention a valeur prédominante sur ses Annexes en cas de contradiction.

○ **ACTUALISATION DE LA CONVENTION**

A la demande de l'une des Parties, les termes de la Convention peuvent être mis à jour afin de prendre en compte :

- une évolution du cadre réglementaire ;



- une évolution significative du contexte technique ou économique concernant les Réseaux de distribution d'énergie électrique ou les Réseaux de communications électroniques.

Toute évolution de la Convention est discutée avec l'ensemble des Parties. Par consensus entre les Parties et selon la nature des modifications apportées, l'actualisation de la Convention peut se faire par avenant, sous forme écrite, entre les Parties ou par signature d'une nouvelle convention. Dans ce second cas, la Convention devient caduque dès l'entrée en vigueur de la nouvelle convention.

Dans les deux cas, l'actualisation des termes de la Convention ne peut donner lieu à la perception de nouveaux droits d'usage ou redevances auprès de l'Opérateur ou du Maître d'Ouvrage, sauf disposition réglementaire en ce sens. Sauf accord différent entre les Parties, la date d'échéance de la convention actualisée est la date d'échéance de la Convention.

#### • **CESSION DU RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES**

En cas de cession de tout ou partie du Réseau de communications électroniques, l'Opérateur s'engage à informer le futur repreneur de l'existence de la Convention.

Il s'oblige à aviser l'AODE et le Distributeur, par lettre recommandée, de la cession, dans le mois suivant celle-ci. L'Opérateur doit fournir une copie de l'autorisation de cession délivrée par l'Autorité compétente.

Les droits et obligations de la Convention sont transférés au nouvel Opérateur par voie d'avenant, sans modification de la date d'échéance de la Convention.

La cession de tout ou partie du Réseau de communications électroniques n'ouvre droit à aucun remboursement des frais engagés par l'Opérateur cédant, ni à aucune autre indemnisation et ce, indépendamment de la date de prise d'effet de la Convention et des investissements réalisés par ce dernier.

#### • **REGLEMENT DES LITIGES**

Sans préjudice des dispositions particulières prévues à l'Article 9 de la Convention, en cas de litige relatif à l'exécution et (ou) à l'interprétation de la Convention, les Parties s'engagent à rechercher une solution amiable. Cette tentative de conciliation suspend la recevabilité d'un recours devant le Tribunal Administratif compétent.

La procédure de conciliation doit être entreprise à l'initiative de la Partie la plus diligente dans le mois qui suit la connaissance de l'objet du litige ou du différend, par lettre recommandée avec accusé de réception adressée à l'autre Partie.

A défaut d'accord dans le délai d'un mois à compter de la lettre recommandée avec accusé de réception prévue à l'alinéa précédent, la Partie la plus diligente saisit le Tribunal Administratif compétent.

Les frais de conciliation sont répartis également entre chacune des Parties.

- **REPRESENTATION DES PARTIES ET ELECTION DE DOMICILE**

- **MODALITES D'ECHANGES D'INFORMATIONS ENTRE LES PARTIES**

Les communications qui seront faites entre les Parties, conformément aux obligations prévues par les présentes, se font entre les interlocuteurs désignés à l'Article 16.2.

Tout changement d'interlocuteur ou d'élection de domicile de l'une des Parties, ci-après arrêtés, devra être porté à la connaissance des autres Parties dans les meilleurs délais.

○ **REPRESENTATION DES PARTIES**

Les Parties s'engagent réciproquement à rester joignables et à s'informer de toute difficulté rencontrée pendant la durée d'exécution de la Convention.

Pour l'application de la Convention, les interlocuteurs sont :

Pour le Distributeur :

Pour l'AODE :

Le SYDESL représenté par

Monsieur Yann JACCON

Directeur des Services Techniques du SYDESL

Cité de l'entreprise

200 Boulevard de la Résistance

71000 Mâcon

Tel : 03 85 21 91 00

Courriel : [contact@sydesl.fr](mailto:contact@sydesl.fr)

Pour le Maître d'Ouvrage et l'Opérateur :

La Ville de Mâcon représentée par

M. le Maire

Hôtel de Ville – Quai Lamartine – 71018 Mâcon CEDEX

Tel : 03.85.39.71.00 – <https://www.macon.fr>

○ **ELECTION DE DOMICILE**

Pour l'exécution de la Convention, les Parties élisent domicile aux adresses ci-dessous :

Pour le Distributeur :

Pour l'AODE

SYDESL

Adresse : Cité de l'entreprise – 200 Boulevard de la Résistance – 71000 Mâcon

Pour le Maître d'Ouvrage et l'Opérateur

Ville de Mâcon

Adresse : Hôtel de Ville - Quai Lamartine - 71108 Mâcon Cedex

• **SIGNATURES**

La Convention est dispensée de droit de timbre et des formalités d'enregistrement. Les Parties présentes signent<sup>4</sup> cette Convention en autant d'exemplaires originaux qu'il y a de Parties.

**Pour le Distributeur**

**Pour l'AODE**

Fait à Mâcon , le

Fait à Mâcon , le

**Le Directeur Territorial de Saône-et-Loire**  
M (Mme)

**Le Président du SYDESL**  
M. Jean SAINSON

**Pour le Maître d'Ouvrage et l'Opérateur**

Fait à Mâcon , le

**Le Maire**  
M. Jean-Patrick COURTOIS

---

<sup>4</sup> Parapher l'intégralité des pages, y compris les annexes et faire précéder la signature de la mention « lu et approuvé »

## **ANNEXE 1 : DESCRIPTION SOMMAIRE DES DIFFERENTS TYPES D'OUVRAGES ELECTRIQUES DES RESEAUX BT & HTA**

### ⚡ **RESEAU D'ELECTRICITE**

#### ○ **RESEAU BASSE TENSION (BT)**

Le Réseau Basse Tension est destiné à l'alimentation en énergie électrique de la clientèle. On rencontre sur celui-ci des branchements aériens ou aéro-souterrains reliant le réseau basse tension aux constructions. Ces branchements sont réalisés en conducteurs aériens nus (2 ou 4 fils), en câble aérien isolé torsadé, ou en câble souterrain dans le cas de liaison aéro-souterraine.

Les réseaux en conducteurs nus comportent 2, 4, 5, 6 voire 7 conducteurs (rarement 3), espacés entre eux de 0,30 à 0,50 mètre et faiblement écartés du support.

Les réseaux en conducteurs isolés se composent d'un ou plusieurs câbles isolés torsadés (4 conducteurs plus, éventuellement, 1, 2 ou 3 conducteurs isolés d'éclairage public).

Les supports utilisés sont en béton, en bois ou en métal. Ils peuvent également servir au réseau d'éclairage public (la présence d'appareils d'éclairage public n'est pas un moyen suffisant d'identification d'un réseau basse tension). Le réseau d'éclairage public est constitué de conducteurs nus (2 ou 3 conducteurs) ou d'un câble constitué de 2 ou 3 conducteurs isolés. Les appareils d'éclairage public y sont raccordés.

#### ○ **RESEAU MOYENNE TENSION (HTA)**

Les réseaux à moyenne tension (HTA) ont de façon très majoritaire une structure arborescente, qui autorise des protections simples et peu coûteuses : à partir d'un poste source (lui-même alimenté par le réseau de répartition), l'électricité parcourt une artère (ou ossature) sur laquelle sont reliées directement des branches de dérivation au bout desquelles se trouvent les postes HTA/BT de distribution publique, qui alimentent les réseaux basse tension (BT). La structure arborescente de ces réseaux implique qu'un défaut sur une ligne électrique MT entraînera forcément la coupure des clients alimentés par cette ligne, même si des possibilités de secours plus ou moins rapides existent.

Les réseaux HTA aériens, dont les ossatures sont constituées des 3 phases, sont majoritaires en zone rurale, où la structure arborescente prédomine largement. Par contre en zone urbaine les contraintes d'encombrement, d'esthétique et de sécurité conduisent à une utilisation massive des câbles souterrains. Les réseaux souterrains étant soumis potentiellement à de longues indisponibilités en cas d'avarie (plusieurs dizaines d'heures), il est fait appel à des structures en double dérivation ou à des structures radiales débouclées munies d'appareils automatiques de réalimentation, permettant une meilleure sécurité d'alimentation.

#### ○ **RESEAU MIXTE (HTA + BT)**

Les réseaux mixtes (HTA et BT) ne peuvent accueillir que de la Fibre optique.

- **SUPPORTS DU RESEAU D'ELECTRICITE**

- **SUPPORTS DU RESEAU BASSE TENSION (BT)**

### Armements des lignes électriques aériennes BT

#### Silhouettes les plus courantes

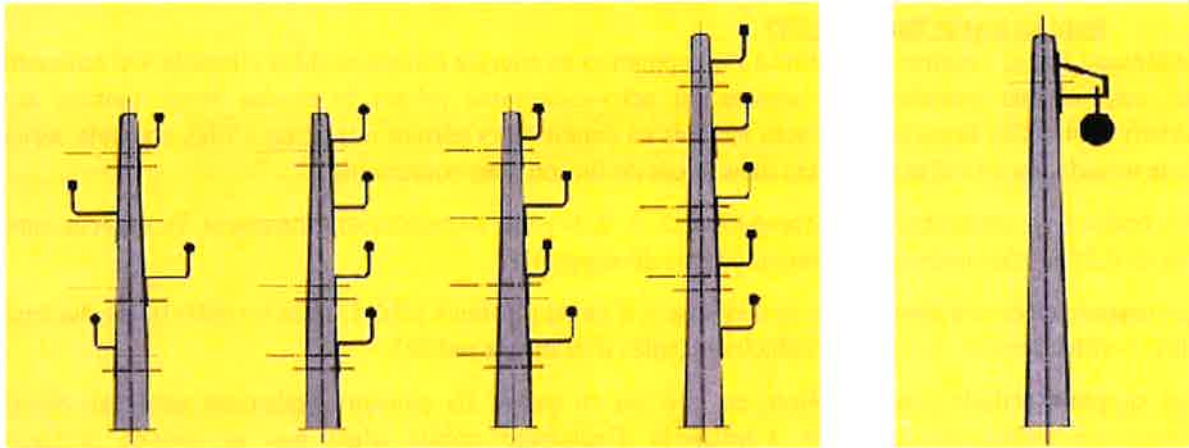


Figure 1 : Réseau électrique BT nu et isolé

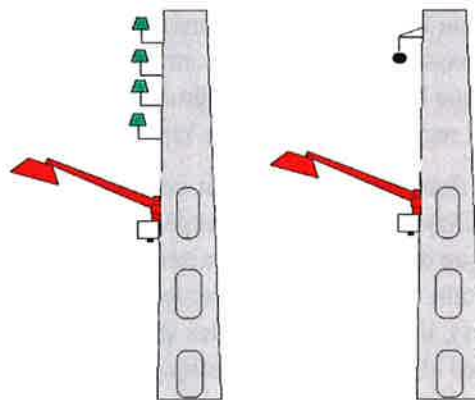


Figure 2 : Réseau électrique BT + éclairage public

○ **SUPPORTS DU RESEAU MOYENNE TENSION (HTA)**

**Armements des lignes électriques aériennes HTA**  
**Silhouettes les plus courantes**

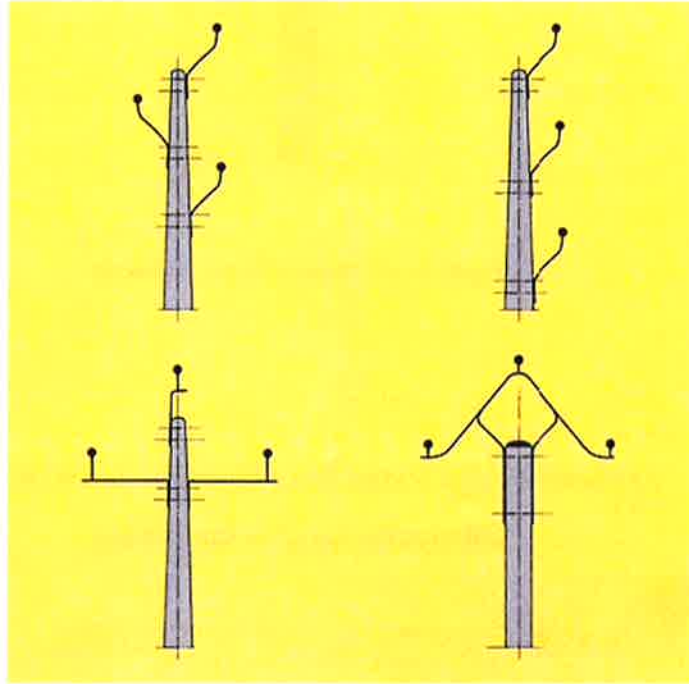


Figure 3 : Réseau électrique HTA - Technique rigide

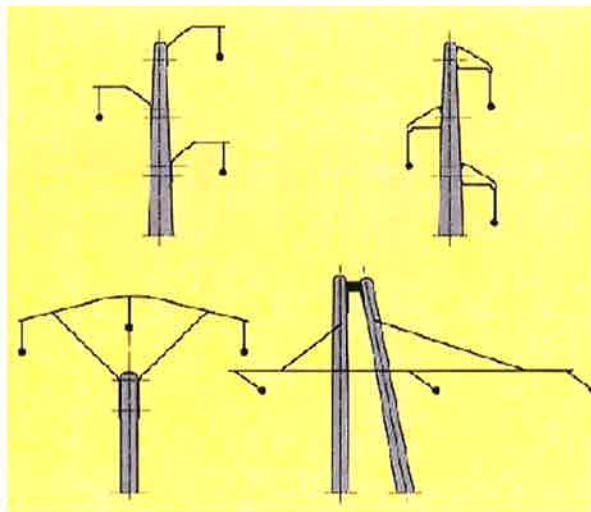


Figure 4 : Réseau électrique HTA nu - Technique suspendue

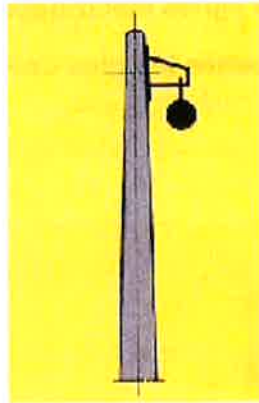


Figure 5 : Réseau électrique HTA isolé

**Armements des lignes électriques mixtes HTA et BT**  
**Silhouette les plus courantes**

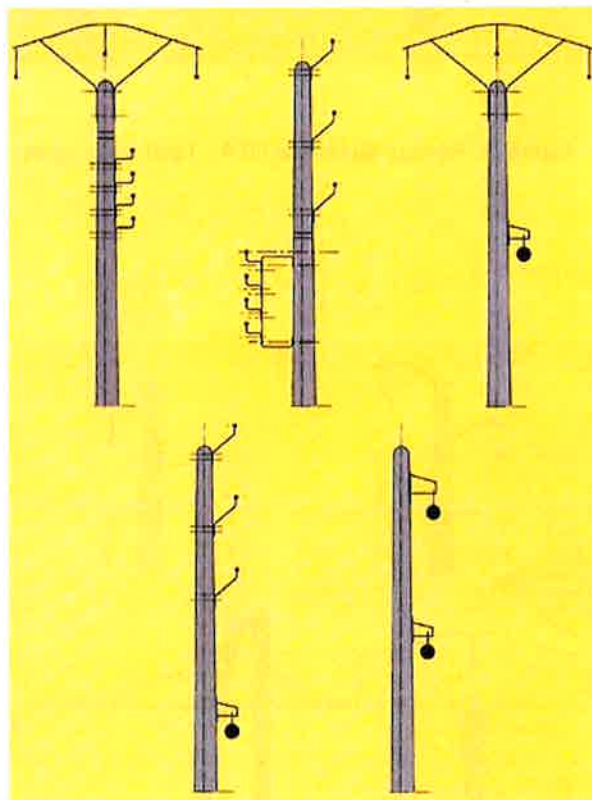


Figure 6 : Réseau électrique mixte HTA et BT



Envoyé en préfecture le 11/06/2021

Reçu en préfecture le 11/06/2021

Affiché le 11/06/2021

ID : 071-257102582-20210603-CS21\_038-DE

Délibération CS/21-038  
SLO

## **ANNEXE 2 : LOCALISATION DU DEPLOIEMENT DU RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES COUVERT PAR LA CONVENTION**

### ▪ **TERRITOIRE CONCERNE PAR LA CONVENTION**

Le déploiement du réseau concerne la Commune de Mâcon et ses communes associées, ainsi que le Centre Equestre de Chaintré, situé sur la commune de Chaintré.

### ▪ **LISTE DES COMMUNES CONCERNEES**

Pour le déploiement par l'Opérateur, les communes suivantes sont concernées par le passage des câbles en fibre optique :

- Commune de Mâcon et ses communes associées ;
- Commune de Vinzelles ;
- Commune de Chaintré ;
- Commune de Sancé.

### ▪ **VOLUMETRIE ANNUELLE PREVISIONNELLE ET ZONES CONCERNEES**

Déploiement ponctuel, linéaires non connus à ce jour.

Le volume d'appuis concernés est estimé entre 50 et 100.

### **ANNEXE 3 : LISTE DES EQUIPEMENTS D'ACCUEIL SOUMIS A OBLIGATION DE PARTAGE**

La présente liste détaille les équipements d'accueil sur lesquels porte l'obligation de partage, conformément aux dispositions de l'article 4.2.

Selon les termes retenus dans la convention, le partage peut être mis en œuvre par la Collectivité, à qui les équipements sont transférés dès leur réalisation, ou bien directement par l'Opérateur.

Equipements soumis à obligation de partage :

Les traverses et gaines de protection verticales décrites dans le document : dossier technique câbles optiques et accessoires utilisés sur les appuis communs.

## **ANNEXE 4 : REGLES APPLICABLES AUX OPERATIONS D'ENFOUISSEMENT**

Dans le cadre des ouvrages concernés par la Convention, la répartition des coûts imputables à chacun des ouvrages est établie comme suit.

### **1. Si l'enfouissement de l'ouvrage électrique est sous la maîtrise d'ouvrage du Distributeur :**

Les Parties appliqueront les dispositions de l'article D. 407-6 du CPCE telles qu'elles sont prévues à la date de la signature des présentes. Chacune des parties prend en charge les coûts spécifiques des ouvrages qu'elle exploite (fourreaux, regards, chambres de tirage, cadres et trappes standards ...) ainsi que les ouvrages de génie-civil supplémentaires éventuels (pose de chambres, de mortiers, fonçage etc.), requis spécifiquement.

Le Distributeur peut éventuellement faire une offre de service pour assurer la maîtrise d'œuvre d'ensemble du chantier pour le compte du maître d'ouvrage de télécommunications.

### **2. Si l'enfouissement est sous la maîtrise d'ouvrage de la collectivité :**

Les Parties appliqueront l'article L 2224-35 du Code général des collectivités territoriales<sup>5</sup>

---

<sup>5</sup> A compléter le cas échéant en mentionnant la convention fixant les modalités particulières établies entre l'Opérateur et l'AODE

Envoyé en préfecture le 11/06/2021

Reçu en préfecture le 11/06/2021

Affiché le 11/06/2021

ID : 071-257102582-20210603-CS21\_038-DE

**ANNEXE 5 : MODALITES TECHNIQUES D'UTILISATION DES SUPPORTS COMMUNS  
DE RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE BASSE TENSION (BT) ET  
HAUTE TENSION (HTA) POUR L'ETABLISSEMENT ET L'EXPLOITATION D'UN  
RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES**

voir fichier séparé

## ANNEXE 6 : DESCRIPTION TECHNIQUE DES DONNEES DE CARTOGRAPHIE MISES A DISPOSITION

### 1. Données mises à disposition de l'Opérateur et de l'AODE par le Distributeur

Les données sont fournies au format SIG Shape (ESRI) pour une cartographie 1/25.000 de la France (hors Corse). Les tracés sont fournis en projection RGF 93 (ou, en toute hypothèse, selon un format convenu entre le Distributeur et l'Opérateur). Il est convenu d'une livraison semestrielle de l'ensemble des supports communs exploités par l'Opérateur.

L'Opérateur communique donc au Distributeur l'emprise prévue du projet.

Le Distributeur identifie cette emprise dans le SIG et réalise un export au format Shape des données:

Les couches géographiques suivantes sont fournies :

- Elec E Appareil de coupure aérien HTA.shp couche de points représentant la position des appareils de coupure aériens HTA

Champ	Type	Description
T_L_COMMAN	Texte	Télécommandé : oui, non
SYMBOLOGIE	Texte	Champ généré par Smallworld
ANGLE SYSANGLE	Numérique	Angle orientation

- Elec E Tronçon aérien HTA ME Position.shp : couche d'arcs représentant les tronçons aériens HTA

Champ	Type	Description
D_SIGNATION	Texte	Section, matière et technologie du câble  Exemples : - 150 AL S6: câble, de section 150, en aluminium, technologie : S6 - Synthétique HN-33 S26 - 240 AL SO: câble, de section 240, en aluminium, technologie : SO - Isolation Synthé. UTE C 33-223 Câble 2000
SYMBOLOGIE	Texte	Champ généré par Smallworld

- Elec E Tronçon aérien BT ME Position.shp : couche d'arcs représentant les tronçons aériens BT

Champ	Type	Description
-------	------	-------------

Type_de_ligne	Texte	Deux valeurs : « Torsadé » ou « nu »
D_SIGNATION	Texte	Section, matière et technologie du câble Exemples : - T 70 AL : Torsadé, de section 70, en aluminium - 3 x 75 CU + 48 CU: « fil nu », 3 conducteurs de phase de section 75, en cuivre + 1 conducteur de neutre de section 48, en cuivre
SYMBOLOLOGIE	Texte	Champ généré par Smallworld

## 2. Données mises à disposition du Distributeur et de l'AODE par l'Opérateur

Les données sont fournies au format SIG Shape (ESRI) pour une cartographie 1/25.000 de la France (hors Corse). Les tracés sont fournis en projection RGF 93 (ou, en toute hypothèse, selon un format convenu entre le Distributeur et l'Opérateur). Il est convenu d'une livraison semestrielle de l'ensemble des supports communs exploités par l'Opérateur.

La couche géographique suivante est disponible :

- Une couche de points contenant la localisation des supports communs

Champ	Type	Description
Propriétaire	Texte	Nom du propriétaire
Exploitant	Texte	Nom de l'exploitant de la Fibre optique posée en support commun
Système de projection	Texte	Nom du système de projection (RGF 93, Lambert II, WGS84, etc.)
Localisation	Numérique	Coordonnées
Type de support	Texte	Bois, béton...
Type de câble	Texte	Cuivre, Fibre optique...
Caractéristiques du câble	Texte et Numérique	Libellé, type, diamètre
Date d'installation	Date	Date d'installation sur le support commun
Hauteur	Numérique	Hauteur du support

## ANNEXE 7 - DEMANDE D'UTILISATION DES SUPPORTS

**Opérateur (nom et adresse) :** .....

**Date :** .....

**Adresse chantier :** .....

**Dossier (Réf Opérateur) :** .....

**Plan(s) (nom des fichiers) :** .....

- un plan itinéraire (1/1.000) en format électronique faisant apparaître :

- le tracé du réseau sur supports communs ;
- l'emplacement des supports demandés, chaque support étant numéroté ;
- le nombre et la nature des câbles ;
- les longueurs des portées (y compris le cas échéant les portées amont et aval respectivement du premier et du dernier support) ;
- la localisation et le positionnement sur le support des coffrets et accessoires ;
- la position des prises de terre existantes et celles à créer (dans le cas de câbles télécom comportant un conducteur métallique) ;

- le calendrier prévisionnel d'exécution des travaux ;

- la photo des supports demandés

Nota : L'Opérateur envoie cette demande d'utilisation des supports au Distributeur accompagnée du dossier de calculs mécaniques de vérification d'aptitude (Fichiers données et résultats).



## ANNEXE 8 : ATTESTATION D'ACHEVEMENT DE TRAVAUX DE RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES SUR SUPPORTS COMMUNS

**Opérateur :** .....

**Date :** .....

**Adresse chantier :** .....

**Dossier :** .....

**Plan(s) :** .....

**L'Opérateur certifie que les travaux lui incombant sont réalisés conformément :**

- au projet présenté et accepté par l'AODE et le Distributeur,
- aux textes réglementaires,
- aux dispositions conventionnelles du présent guide,
- aux règles de l'art.

**L'Opérateur précise que les travaux sont :**

- complètement achevés
- partiellement exécutés (Joindre le descriptif précis des travaux restant à réaliser)

**L'Opérateur remet un plan de récolement mentionnant au minimum :**

- nature et caractéristiques des câbles,
- tension de pose,
- valeur des prises de terre pour les câbles télécom comportant un conducteur métallique (éventuellement valeur du couplage avec une proximité de terre HTA ou HTB),
- date de mise à jour,
- position des branchements.

**Schéma ci-dessous ou plan joint si nécessaire**

**Responsable de l'Opérateur**

**Responsable du Distributeur**

Nom : .....

Nom : .....

Société : .....

Société : .....

Signature : .....

Signature : .....

(1) cocher la mention utile

**ANNEXE 9 : INSTRUCTIONS DE SECURITE A RESPECTER PAR L'OPERATEUR OU SON PRESTATIAIRE POUR TRAVAILLER A PROXIMITE DES RESEAUX**

*Ce document est contresigné par l'Employeur Chef d'Etablissement Délégué des Accès (CEDA) du Distributeur qui pourra apporter tout complément d'information sur les instructions ci-dessous.*

L'Opérateur a signé, le **jj.mm.aaaa**, une convention avec Enedis afin d'utiliser les ouvrages et les supports d'ouvrage pour ses propres matériels ou réseau. L'Opérateur ou le prestataire qui travaille pour son compte conviennent avec Enedis des modalités suivantes pour accéder aux ouvrages et aux supports et opérer en sécurité.

Le personnel amené à intervenir devra être habilité a minima H0B0 et ne jamais pénétrer la DMA (Distance Minimale d'Approche) de 0,30 m pour du réseau BT nu et de 0,60 m pour de la HTA. Les travaux en hauteur avec assujettissement sont interdits à une personne seule. Il en va de même pour les travaux nécessitant une surveillance permanente. Dans les équipes, le chargé de travaux porte un signe distinctif rouge (casque, bandeau, brassard, etc.)

Un surveillant de sécurité électrique sera nécessaire pour les interventions à moins de 1 m du réseau BT nu et de 2 m du réseau HTA nu. Il doit être habilité d'indice 0 pour les travaux d'ordre non électrique et d'indice 2 pour les opérations d'ordre électrique soit B0, B2 ou H0V, H2V.

Si la DMA devait être engagée, le chantier sera stoppé et une demande de Consignation sera adressée au Distributeur ou une protection de chantier de tiers dans le cas de réseau BT.

Toute opération doit faire l'objet d'une préparation et a minima d'une analyse sur place.

Dans le cas de travaux sous consignation, une attention particulière sera portée au risque des courants induits sur conducteurs nus.

Toute contrainte mécanique sur un câble électrique de remontée aéro-souterraine, par cerclage métallique, cravate, élingue ou autre dispositif d'accrochage permanent ou temporaire est interdite.

Les manœuvres d'exploitation sur le réseau sont du ressort exclusif des personnels habilités d'Enedis ou sur ordre du chargé d'exploitation.

Dans le cas de situation d'interférence d'un chantier de l'Opérateur ou du prestataire et du Distributeur constaté localement, la priorité sera donnée au Distributeur, l'Opérateur ou le prestataire devant interrompre ou reporter leur chantier.

L'Opérateur ou le prestataire communiquera au Distributeur la liste des agents habilités et susceptible d'intervenir sur le réseau.

L'Opérateur ou le Prestataire communiquera au chargé d'exploitation Enedis du service local de distribution le planning hebdomadaire prévisionnel, la semaine précédant les travaux, avec le lieu du chantier (adresse et coordonnées géo-référencées), la date, l'heure de début et l'heure de fin. Ce planning indique, en outre, l'entreprise réalisatrice, le nom du chargé de travaux avec ses coordonnées téléphoniques (GSM).

En cas de modification de ces plages d'intervention, l'Opérateur ou son prestataire enverra un planning modificatif au moins 48 h avant ou prévendra par téléphone, y compris en temps réel au **01 81 62 47 01 pour des travaux urgents au sens de la réglementation en vigueur ou au XX XX XX XX XX<sup>6</sup> pour des travaux courants.**

<sup>6</sup> Numéro de téléphone à renseigner par l'unité locale d'ENEDIS signataire de la convention

L'ascension des supports peut se faire par tout moyen réglementaire et ne doit pas endommager les autres matériels fixés aux supports. Le personnel de l'Opérateur ou du prestataire ne doit pas intervenir sur ces matériels ou sur les annexes des ouvrages du Distributeur. Toute anomalie constatée sera répertoriée et communiqué au Distributeur chaque semaine, sauf pour les urgences.

En cas d'endommagement du réseau ou pour toute situation affectant la sécurité, le Distributeur sera prévenu immédiatement au **01 76 61 47 01 (dommage aux ouvrages)**.

Le Distributeur pourra diligenter son personnel sur site à des fins de contrôle du respect des présentes prescriptions. A ce titre, il pourra demander au personnel de la société de produire leur titre d'habilitation et les présentes instructions fournies par l'employeur.

Enedis informe l'Opérateur que les supports en bois ont subi en usine un traitement préventif par imprégnation avec un produit de préservation. Le marquage présent sur chaque support permet d'identifier le type de produit et la méthode d'imprégnation. Il appartient à l'Opérateur d'en tenir compte et d'informer le personnel sur les dispositions réglementaires à respecter.

**L'Opérateur ou le prestataire**

**L'employeur délégataire des accès d'Enedis**

Date et signature

Date et signature

Envoyé en préfecture le 11/06/2021

Reçu en préfecture le 11/06/2021

Affiché le 11/06/2021



ID : 071-257102582-20210603-CS21\_038-DE

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE  
 Département de Saône et Loire

**EXTRAIT DE REGISTRE**  
 des délibérations du Comité Syndical  
 du Syndicat Départemental d’Energie de Saône et Loire (SYDESL)  
 Séance du 3 juin 2021

Nombre de Membres en exercice :  
 74  
 Nombre de Membres présents :32  
 Nombre de pouvoirs : 15  
 Nombre de mandats : 809  
 Pour : 809  
 Abstentions : 0

**CS21-039**

**Fonds de Mutualisation Télécom (FMT) : modifications du règlement d’intervention pour les communes adhérentes.**

**Le trois du mois de juin de l’année deux mille vingt et un, le Comité syndical du SYDESL s’est réuni à Mâcon, salle Henri Guillemain, à 14 heures, après convocation légale sous la présidence de M. Jean SAINSON, Président.**

**Etaient présents** : MM. BAJAU – RENAUD – PERCHE – MENNELLA – PERRAUD – BERTHET – CHASSERY – MME GONCALVES – MM. REYNAUD – PLET – GIRARDEAU – VARIN – FRIZOT – PISSELOUP – VIRELY – MARTIN – CHAILLET – PROTET – VOGEL – VERCHERE – PERRUCAUD – VIEUX – BORDAT – BURTIN – MAYA – CORNIER – POUCHELET – DEYNOUX – SAINSON – CHARLEUX – POPILLE – DESSOLIN.

**Participaient en visioconférence (sans droit de vote)** : MM. CHAPUIS – GENET – MME SARANDAO – DURAND – SALCE – MME MAUNY.

**Etaient excusés avec pouvoir** :

M. CHAUVET	pouvoir à	M. VIRELY	M. DURAND	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. GUILLEMAUT	pouvoir à	M. CHASSERY	M. SALCE	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. SPARTA	pouvoir à	M. MENNELLA	M. LACHEZE	Pouvoir à	M. PERRUCAUD
M. THEBAULT	pouvoir à	M. SAINSON	M. BERNARD	Pouvoir à	M. VIEUX
M. HES	pouvoir à	M. MAYA	MME MAUNY	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. CHAVIGNON	Pouvoir à	M. PERRUCAUD	M POIZEAU	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. PICARD	Pouvoir à	M. MENNELLA	M. BERGMANN	Pouvoir à	M. MAYA
M. CHAPUIS	Pouvoir à	M. SAINSON			

**Etaient absents dont excusés** : MME ANDRE - MM. VERJUX - PLATRET – DUMAINE – FEVRE – JOYET – LE CLOIREC - LANCIAU – RAGOT – MENAGER - KRZYWONOS – MARECHAL - CLERC – PATRU – FIERIMONTE - DAUGE – PINARD – TARDY – MAITRE – CARON – RIBOULIN – GELIN – BERTHIER – LAROCLETTE - AVENAS.

**Assistaient** : MME SEVESTRE - MM. JACCON – JOURNET - DÉGROLARD – DE MONREDON – OVISTE - MME FITON CHAVALLE – MME MAZILLE - M. SEBERT (Payeur Départemental).

Le Président constate que le quorum est atteint et ouvre la séance.

Il est procédé conformément à l’article L. 2121.15 du Code Général des Collectivités Territoriales, à l’élection d’un secrétaire pris dans le Comité ; M. REYNAUD ayant obtenu l’unanimité des suffrages, a été désigné pour remplir ces fonctions qu’il a acceptées.

Le Comité syndical a été convoqué le 27 mai 2021.

Le compte rendu de cette séance sera affiché au plus tard le 25 juin 2021.

## Fonds de Mutualisation Télécom (FMT) : modifications du règlement d'intervention pour les communes adhérentes

Le Président expose que suite au Comité syndical du 15 mars 2021, il a été demandé à la commission Télécom d'étudier les différentes possibilités permettant de réduire la participation du SYDESL aux demandes d'enfouissement du réseau Télécom qui sont en nombre croissant depuis trois ans et qui rendent le fonds de mutualisation insuffisant pour répondre à la demande.

L'ensemble des analyses présentées en commission Télécommunications ont conduit aux hypothèses suivantes :

- Participation du SYDESL, sur toute nouvelle instruction à partir de juin 2021, à hauteur de
  - 50 % du HT sur renforcement ou fils nus
  - 40 % du HT sur environnement
  - 25 % du HT sur télécom seul
- Demande de la participation de la commune dès la fin des travaux (Quel que soit le délai de dépose par les opérateurs télécom)
- Fin du financement échelonné (sur 3 ou 5 ans)

### Modification du règlement d'intervention pour les communes adhérentes au Fonds de Mutualisation Télécom

Conformément à la simulation et afin d'atteindre un retour à l'équilibre à horizon 2027, la commission Télécom propose :

#### a. Modification de l'article « III. AFFECTATION DES CRÉDITS ISSUS DU FONDS DE MUTUALISATION »

#### III. AFFECTATION DES CRÉDITS ISSUS DU FONDS DE MUTUALISATION

*Seules les communes à jour dans le versement de leur contribution peuvent bénéficier de l'aide du fonds de mutualisation (FMT).*

#### 1. Participation du FMT (Délibération du SYDESL du N° CS/13-029 du 13 décembre 2013) *Le financement des travaux d'enfouissement des réseaux de télécommunications et communications électroniques est assuré par :*

- a. *Lors d'enfouissement du réseau de communications électroniques simultané au réseau de distribution public d'électricité avec ou sans appuis communs :*
  - Une participation du FMT pour les communes adhérentes à hauteur de
    - 50% sur le montant HT des travaux pour les travaux de renforcement ou de fils nus
    - 40% sur le montant HT des travaux pour les travaux d'enfouissements
    - 25% sur le montant HT des travaux pour les travaux de Télécom seul
  - Une participation communale correspondant au restant dû sur le montant TTC des travaux

b. Lors de travaux d'extension du réseau télécom en souterrain liés à un raccordement au réseau de distribution public d'électricité, sur le domaine public, par le SYDESL, Maître d'Ouvrage de l'opération :

- Une prise en charge à 100% par le Fonds de mutualisation télécom.

2. Modalités de versement de l'aide financière au bénéficiaire  
L'aide financière accordée, proratisée au vu du coût réel de la dépense, pourra être déduite du décompte de participation de la commune établi par le SYDESL pour l'opération concernée. (Délibération du SYDESL du N° CS/18-036 du 26 octobre 2018)

Toutefois, pour les communes qui ne sont pas à jour dans le versement de leur(s) contribution(s) annuelle(s) et ce quel que soit le motif, le montant total de la dépense réelle des travaux réalisés sera systématiquement appelé par le SYDESL.

Dès régularisation de la situation communale envers le FMT la subvention accordée par le Comité syndical du SYDESL sera alors versée à la commune bénéficiaire. Cette régularisation devra intervenir avant la fin du délai de validité de la subvention. Ce délai est fixé à 4 ans à compter de la date de notification de ladite subvention.

b. Remplacement de l'article « V. ECHELONNEMENT DE LA CONTRIBUTION COMMUNALE AUX TRAVAUX » par le suivant :

#### **IV. REGLEMENT DE LA PARTICIPATION COMMUNALE AUX TRAVAUX –**

Seules les communes à jour dans le versement de leur contribution peuvent bénéficier de l'aide du fonds de mutualisation (FMT).

Le montant de la participation communale (reste à charge) due au SYDESL au titre des travaux d'enfouissement des réseaux de télécommunication et de communications électroniques devra être versé sur présentation par le SYDESL de la facture réglée à l'entreprise en charge des travaux.

Les sommes dues seront exigées dès la fin de travaux sous maîtrise d'ouvrage du SYDESL, et ce quelques soient les délais de dépose des réseaux de télécommunications par les opérateurs en charge de leur exploitation (Orange, SFR, Département, etc.)

Le SYDESL pourra exceptionnellement accorder, après étude, un étalement sur trois ans du montant de cette participation.

**Cet exposé entendu et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité, décide :**

- D'adopter le règlement d'intervention du fonds de mutualisation Télécom, selon l'annexe ci-jointe.

Fait en séance les jours, mois et an que dessus,

Le Président,

Jean SAINSON

## FONDS DE MUTUALISATION TELECOM SYDESL (FMT) RÈGLEMENT D'INTERVENTION

### I. DISPOSITIONS STATUTAIRES

Conformément à ses statuts (art.3), le SYDESL exerce en lieu et place de ses membres les compétences obligatoires, les compétences optionnelles et les compétences accessoires qui lui sont dévolues par ses membres.

A ce titre, le SYDESL exerce les compétences d'autorité organisatrice des missions de service public de la distribution et de la fourniture d'électricité et les compétences corrélatives à cette compétence obligatoire (art 3-1).

Le SYDESL peut exercer à titre complémentaire des activités accessoires favorisant un exercice entier et cohérent de ses compétences, et des compétences optionnelles notamment en matière de réseaux et infrastructures de communications et de l'information (art 3-3).

À ce titre le SYDESL assure en lieu et place des membres qui les lui ont confiées les compétences suivantes dans le domaine des télécommunications et communications électroniques (art 4-2.3) :

- Maîtrise d'ouvrage et maîtrise d'œuvre des travaux d'infrastructures de télécommunications et communications électroniques,
- Toutes les études générales ou spécifiques corrélatives à ces travaux et à leur réalisation.

### II. PRINCIPE DE MUTUALISATION D'UN FONDS DEDIE AUX TRAVAUX DE RESEAUX DE TELECOMMUNICATIONS (FMT)

Le financement des travaux d'enfouissement des réseaux de télécommunications, hors extensions, est assuré par la commune concernée. La somme correspondante, inscrite en dépenses de fonctionnement peut obérer de façon conséquente la capacité d'autofinancement de la commune, d'où la création d'un fonds de mutualisation qui couvre une partie du financement communale lors d'opérations d'enfouissement des réseaux.

#### 1. CREATION D'UN FONDS DE MUTUALISATION

Au titre de son budget (art 12-1 des statuts), le SYDESL pourvoit aux dépenses incombant notamment aux programmes de travaux d'enfouissement des réseaux de communications électroniques en même temps que les réseaux de distribution publique d'électricité.

#### 2. ABONDEMENT DU FONDS DE MUTUALISATION

Le Fonds de mutualisation télécom est constitué :

- Des contributions versées par les communes adhérentes, qui correspondent aux montants qu'elles perçoivent ou auraient dû percevoir au titre de la RODP TELECOM

*REDEVANCE D'OCCUPATION DU DOMAINE PUBLIC DUE PAR LES OPERATEURS DE RESEAUX DE TELECOMMUNICATIONS ET DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES (RODP TELECOM) :*

*Les opérateurs de télécommunication utilisent le domaine public communal routier ou non, aérien et/ou souterrain pour installer leurs réseaux. Ils y sont autorisés par permission de voirie ou par*



convention auprès de la collectivité gestionnaire de la voirie concernée. En contrepartie, ils doivent s'acquitter de la Redevance d'Occupation du Domaine Public ou RODP conformément au décret du 27 décembre 2005 (codifié sous les articles R.20-45 à R.20-54 du Code des Postes et communications électroniques) qui en fixe notamment les modalités de calcul.

Pour pouvoir percevoir cette redevance, le conseil municipal doit délibérer et la commune doit ensuite émettre chaque année un titre de recette.

Pour calculer le montant de la redevance due à la commune par l'opérateur, il est nécessaire de connaître la longueur des réseaux et les équipements existants sur le territoire de la commune.

Pour ce faire, il appartient au gestionnaire de voirie de mettre à jour l'état de son patrimoine en intégrant annuellement les permissions de voirie accordées. Le détail de l'état du patrimoine peut toutefois faire l'objet d'une demande par la commune auprès de l'opérateur.

- Une somme équivalente au 20% tranchée encaissée par le SYDESL

Par convention départementale en date du 18 octobre 2005 prise en application de l'article L2224-35 du CGCT, le SYDESL et France Télécom (Orange), ont arrêté les modalités de participation financière de ce dernier aux travaux d'enfouissement des réseaux de télécommunications lors de la réalisation de travaux sur le réseau de distribution publique d'électricité comportant des supports communs.

Un arrêté du 2 décembre 2008 pris en application de l'article 2224-35 du CGCT susvisé a déterminé la proportion du coût de terrassement mis à la charge de l'opérateur de télécommunications : elle est fixée à 20 %.

Cette disposition a été contractualisée par la signature de l'avenant n° 6 à la convention précitée le 20 février 2010 précisant notamment les modalités suivantes : l'opérateur verse au SYDESL au titre de la tranchée, pour chaque opération, une somme forfaitaire au mètre linéaire de tranchée (5.74 €/ml en 2014). Cette unité forfaitaire est renégociée chaque année.

### **3. CONTRIBUTION COMMUNALE AU FONDS DE MUTUALISATION**

Les modalités de versement de la contribution communale au FMT sont les suivantes :

- Chaque année N, la commune doit calculer et demander une RODP TELECOM auprès des opérateurs, cette somme perçue ou à percevoir devient le montant que la commune verse au SYDESL au titre de la contribution au FMT l'année N+1.
- La commune fait connaître au SYDESL, chaque année, le montant qu'elle a perçu ou devrait percevoir : pour ce faire, une copie du titre ainsi que de la délibération ou décision doit être adressée au SYDESL par la commune. Ces éléments permettent au SYDESL d'émettre un avis de somme à payer.
- A défaut pour le SYDESL de connaître le montant perçu par la commune pour l'année considérée, un titre de recettes sera émis sur la base des dernières informations connues auxquelles seront appliqués les montants maximum unitaires de l'année en vigueur calculé selon les dispositions prévues par le Décret N°2005-1676 du 27 décembre 2005.

### **III. AFFECTATION DES CRÉDITS ISSUS DU FONDS DE MUTUALISATION**

Seules les communes à jour dans le versement de leur contribution peuvent bénéficier de l'aide du fonds de mutualisation (FMT).

#### **1. PARTICIPATION DU FMT**

(Délibération du SYDESL du N° CS/21-0XX du 15 mars 2021)

Le financement des travaux d'enfouissement des réseaux de télécommunications et communications

électroniques est assuré par :

- a) Lors d'enfouissement du réseau de communications électroniques simultanément au réseau de distribution public d'électricité avec ou sans appuis communs :
- Une participation du FMT pour les communes adhérentes à hauteur de
    - 50% sur le montant HT des travaux pour les travaux de renforcement ou de fils nus
    - 40% sur le montant HT des travaux pour les travaux d'enfouissements
    - 25% sur le montant HT des travaux pour les travaux de Télécom seul
  - Une participation communale correspondant au restant dû sur le montant TTC des travaux.
- b) Lors de travaux d'extension du réseau télécom en souterrain liés à un raccordement au réseau de distribution public d'électricité, sur le domaine public, par le SYDESL, Maître d'Ouvrage de l'opération :
- Une prise en charge à 100% par le Fonds de mutualisation télécom.

## **2. MODALITES DE VERSEMENT DE L'AIDE FINANCIERE AU BENEFICIAIRE**

L'aide financière accordée, proratisée au vu du coût réel de la dépense pourra être déduite du décompte de participation de la commune établi par le SYDESL pour l'opération concernée.

(Délibération du SYDESL du N° CS/18-036 du 26 octobre 2018)

Toutefois, pour les communes qui ne sont pas à jour dans le versement de leur(s) contribution(s) annuelle(s) et ce quel que soit le motif, le montant total de la dépense réelle des travaux réalisés sera systématiquement appelé par le SYDESL.

Dès régularisation de la situation communale envers le FMT la subvention accordée par le Comité syndical du SYDESL sera alors versée à la commune bénéficiaire.

Cette régularisation devra intervenir avant la fin du délai de validité de la subvention.

Ce délai est fixé à 4 ans à compter de la date de notification de ladite subvention.

## **IV. ADHESION ET RETRAIT DU FMT**

### **1. CONDITIONS D'ADHESION**

Toute décision d'adhésion sera immédiate et entraînera le versement intégral en année N par la commune de la contribution N soit d'une somme équivalente au montant de RODP télécom qu'elle a perçu ou aurait dû percevoir au titre de l'année N-1.

Toute décision d'adhésion, intervenant après une demande de retrait, entraînera le versement de cinq contributions annuelles revalorisées selon les conditions fixées à l'article 2-3.

### **2. CONDITIONS DE RETRAIT**

Toute décision de retrait est effective au 1er janvier de l'année qui suit la demande.

La commune qui a bénéficié d'une subvention pour des travaux dans les sept dernières années précédant la décision, rembourse la participation consentie par le SYDESL pour ces travaux plus trois contributions annuelles revalorisées selon les conditions fixées à l'article 2-3.

Si la commune n'a pas eu de travaux dans les sept dernières années, elle verse la valeur de 3 contributions annuelles, selon les conditions fixées à l'article 2-3.

**V. REGLEMENT DE LA PARTICIPATION COMMUNALE AUX TRAVAUX**

**Seules les communes à jour dans le versement de leur contribution peuvent bénéficier de l'aide du fonds de mutualisation (FMT).**

Le montant de la participation communale (reste à charge) due au SYDESL au titre des travaux d'enfouissement des réseaux de télécommunication et de communications électroniques devra être versé sur présentation par le SYDESL de la facture réglée à l'entreprise en charge des travaux.

Les sommes dues seront exigées dès la fin de travaux sous maîtrise d'ouvrage du SYDESL, et ce quelques soient les délais de dépose des réseaux de télécommunications par les opérateurs en charge de leur exploitation (Orange, SFR, Département, etc.)

Le SYDESL pourra exceptionnellement accorder, après étude, un étalement sur trois ans du montant de cette participation.

**VI. PROGRAMMATION FINANCIERE**

La liste annuelle initiale, et éventuellement une liste complémentaire, des projets éligibles au FMT sont établies en fonction des opérations de travaux prévus ou effectués.

Le bureau syndical arrête la liste de ces dossiers et valide les propositions de hiérarchisation des investissements conformes aux dispositions prévues par le SYDESL.

Date et signature

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE  
 Département de Saône et Loire

**EXTRAIT DE REGISTRE**  
 des délibérations du Comité Syndical  
 du Syndicat Départemental d'Énergie de Saône et Loire (SYDESL)  
 Séance du 3 juin 2021

Nombre de Membres en exercice :  
 74  
 Nombre de Membres présents :32  
 Nombre de pouvoirs : 15  
 Nombre de mandats : 809  
 Pour : 809  
 Abstentions : 0

**CS21-040**

**Système d'Information Géographique du SYDESL :  
 intégration du module de gestion de l'assainissement  
 collectif.**

**Le trois du mois de juin de l'année deux mille vingt et un, le Comité syndical du SYDESL s'est réuni à Mâcon, salle Henri Guillemain, à 14 heures, après convocation légale sous la présidence de M. Jean SAINSON, Président.**

**Etaient présents** : MM. BAJAU – RENAUD – PERCHE – MENNELLA – PERRAUD – BERTHET – CHASSERY – MME GONCALVES – MM. REYNAUD – PLET – GIRARDEAU – VARIN – FRIZOT – PISSELOUP – VIRELY – MARTIN – CHAILLET – PROTET – VOGEL – VERCHERE – PERRUCAUD – VIEUX – BORDAT – BURTIN – MAYA – CORNIER – POUCHELET – DEYNOUX – SAINSON – CHARLEUX – POPILLE – DESSOLIN.

**Participaient en visioconférence (sans droit de vote)** : MM. CHAPUIS – GENET – MME SARANDAO – DURAND – SALCE – MME MAUNY.

**Etaient excusés avec pouvoir** :

M. CHAUVET	pouvoir à	M. VIRELY	M. DURAND	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. GUILLEMAUT	pouvoir à	M. CHASSERY	M. SALCE	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. SPARTA	pouvoir à	M. MENNELLA	M. LACHEZE	Pouvoir à	M. PERRUCAUD
M. THEBAULT	pouvoir à	M. SAINSON	M. BERNARD	Pouvoir à	M. VIEUX
M. HES	pouvoir à	M. MAYA	MME MAUNY	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. CHAVIGNON	Pouvoir à	M. PERRUCAUD	M POIZEAU	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. PICARD	Pouvoir à	M. MENNELLA	M. BERGMANN	Pouvoir à	M. MAYA
M. CHAPUIS	Pouvoir à	M. SAINSON			

**Etaient absents dont excusés** : MME ANDRE - MM. VERJUX - PLATRET – DUMAINE – FEVRE – JOYET – LE CLOIREC - LANCIAU – RAGOT – MENAGER - KRZYWONOS – MARECHAL - CLERC – PATRU – FIERIMONTE - DAUGE – PINARD – TARDY – MAITRE – CARON – RIBOULIN – GELIN – BERTHIER – LAROCLETTE - AVENAS.

**Assistaient** : MME SEVESTRE - MM. JACCON – JOURNET - DÉGROLARD – DE MONREDON – OVISTE - MME FITON CHAVALLE – MME MAZILLE - M. SEBERT (Payeur Départemental).

Le Président constate que le quorum est atteint et ouvre la séance.

Il est procédé conformément à l'article L. 2121.15 du Code Général des Collectivités Territoriales, à l'élection d'un secrétaire pris dans le Comité ; M. REYNAUD ayant obtenu l'unanimité des suffrages, a été désigné pour remplir ces fonctions qu'il a acceptées.

Le Comité syndical a été convoqué le 27 mai 2021.

Le compte rendu de cette séance sera affiché au plus tard le 25 juin 2021.

## Systeme d'Information Géographique du SYDESL : intégration du module de gestion de l'assainissement collectif.

Le Président expose que lors de la commission SI-SIG a été évoquée la possibilité d'élargir notre outil SIG à l'assainissement collectif, cette nouvelle option a alors été présentée lors de la commission paritaire avec les EPCI de Saône-et-Loire.

### A. Contexte et proposition de mutualisation

La loi du 3 août 2018 prévoit que les communautés de communes et d'agglomération doivent disposer des compétences assainissement et eau depuis le 1er janvier 2020 (ou 2026). Le SYDESL, par sa fonction fédératrice et par son échelle d'intervention départementale, propose aujourd'hui de mettre à disposition des collectivités qui le souhaitent un module de gestion de l'assainissement collectif au travers son système d'information géographique.

Ce projet permet de :

- Créer un **référentiel cartographique en accès Web** dédié à l'inventaire, à la gestion patrimoniale et à la planification de l'entretien de votre réseau d'assainissement collectif ;
- **Mutualiser les coûts** d'hébergement d'infrastructure, de maintenance, de licence d'utilisation et de support.

Dans cette perspective, une convention (*cf. annexe 1*) sera signée entre le SYDESL et la collectivité définissant les modalités juridiques, techniques et financières de la mise à disposition du module dédié à l'assainissement collectif.

### B. Détail de la solution

- La gestion du réseau AC

**L'outil inventorie et cartographie le patrimoine et le réseau d'assainissement collectif**, pour livrer une vision exhaustive et détaillée du réseau AC.

- Le diagnostic du patrimoine AC

**Cet outil est une aide à l'analyse du réseau d'assainissement collectif**. Il propose toutes les fonctionnalités nécessaires au diagnostic du réseau AC et à la simulation d'événements sur le réseau, pour accompagner efficacement les programmes d'entretien et de réhabilitation

- L'exploitation du réseau AC

**Cet outil facilite la planification des opérations de maintenance et ITV** sur le réseau d'assainissement collectif. Il est compatible avec le géostandard RAEPA et automatise le traitement des DT et DICT tout en respectant les standards Cerfa, pour favoriser les échanges avec les partenaires et usagers.

## C. Modèle de financement

La mise à disposition du module de gestion de l'assainissement collectif est définie selon les modalités suivantes :

- **Intégration des données** pour un logiciel : **6 750,00 € TTC** (estimation liée aux conditions définies dans l'article II de la convention).
  - **Facturation** du projet : facturation directe à la collectivité
- **Forfait d'utilisation variable** correspondant à **18 826,80 € TTC** ventilé sur 4 ans sur l'intégralité des collectivités ayant signé la présente convention et ayant comme règles de calcul les éléments suivants :
  - **Démarrage du forfait** de l'année 1 : **dès la souscription de 4 collectivités**
  - **Taux de cotisation** applicable : 30 % superficie, 70 % population
  - **Engagement minimum** : 4 ans
  - **Facturation** du forfait : par le SYDESL à l'échéance anniversaire

Il a été précisé lors de la commission paritaire avec les EPCI, qu'à ce jour en Saône-et-Loire sept EPCI se sont vus transférer la compétence assainissement collectif sur les vingt EPCI à fiscalité propre. D'autres transferts vont s'échelonner jusqu'en 2026, échéance réglementaire.

**Cet exposé entendu et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité, décide :**

- D'approuver la convention ci-jointe.
- D'autoriser le Président à signer cette convention

Fait en séance les jours, mois et an que dessus,

Le Président,

Jean SAINSON

## Annexe 1 : Convention d'accès au module de gestion AC



# Convention de mise à disposition du module de gestion de l'assainissement collectif

Entre :

Le SYNDICAT DEPARTEMENTAL D'ENERGIE DE LA SAONE ET LOIRE, faisant élection de domicile à son siège social 200 Boulevard de la Résistance, 71 000 MACON, et représenté par son Président en exercice, dûment autorisé en vertu d'une délibération du comité syndical en date du 03/06/2021, ci-après désigné le SYDESL ;

D'une part,

et,

....., faisant élection de domicile à son siège social sis ....., 71.....  
....., et représentée par son Président en exercice dûment autorisé en vertu d'une délibération du conseil communautaire en date du ...../...../20....., ci-après désigné la collectivité ;

D'autre part,

Il a été exposé et convenu ce qui suit :

### Article I. Objet de la convention

L'objet de cette convention est de définir les modalités juridiques, techniques et financières de la mise à disposition du module AC.

Le SYDESL disposant d'un système d'information géographique met à disposition de la collectivité son portail cartographique en permettant à la collectivité et à ses adhérents de gérer le réseau d'assainissement collectif, diagnostiquer le patrimoine et exploiter le réseau.

La présente convention ne concerne pas l'application de la réglementation relative à l'information préalable des entreprises réalisant des travaux à proximité des ouvrages concédés

(DR/DICT) prévue par le Décret n° 2011-1241 du 5 octobre 2011 relatif à l'exécution de travaux à proximité de certains ouvrages souterrains, aériens ou subaquatiques de transport ou de distribution.

## Article II. Informations fournies par la collectivité

Les données sont fournies par la collectivité à l'intégrateur ; elles décrivent les ouvrages gérés avec l'état des dernières mises à jour.

Une étude préalable est nécessaire afin d'établir le coût estimatif du projet d'intégration des données au SIG du SYDESL et dépendra donc du type de logiciel utilisé par la collectivité, du format d'échange (SHP, DWG) et de la qualité des données.

## Article III. Conditions financières

La mise à disposition du module de gestion de l'assainissement collectif est définie selon les modalités suivantes :

- **Intégration des données** pour un logiciel : 6 750,00 € TTC (estimation liée aux conditions définies dans l'article II).
  - **Facturation** du projet : facturation directe à la collectivité
- **Forfait d'utilisation variable** correspondant à 18 826,80 € TTC ventilé sur 4 ans sur l'intégralité des collectivités ayant signé la présente convention et ayant comme règles de calcul les éléments suivants :
  - **Démarrage du forfait** de l'année 1 : dès la souscription de 4 collectivités
  - **Taux de cotisation** applicable : 30% superficie, 70% population
  - **Engagement minimum** : 4 ans
  - **Facturation** du forfait : par le SYDESL à l'échéance anniversaire [DATE]

Montants maximums forfaitaires :

		Coûts par commune /EPCI (€ TTC)				
		Année 1	Année 2	Année 3	Année 4	Année 5
Commune / EPCI	Souscription au service	Forfait A	Forfait A	Forfait A	Forfait A	Forfait A
Davayé	01/07/2021	57,36 €	33,85 €	33,21 €	33,18 €	34,56 €



## Article IV. Modalités d'usage et de diffusion par le SYDESL des données transmises par la collectivité

La représentation informatisée des ouvrages est fournie par la collectivité à l'usage exclusif du SYDESL et de la collectivité elle-même. En aucun cas, elle ne peut être communiquée à des tiers à des fins commerciales.

Le SYDESL mettra à disposition des communes adhérentes tout ou partie des données indiquées dans la présente convention, sur le territoire de la collectivité. Il s'engage à respecter absolument les principes suivants eu égard aux enjeux, et aux informations qui peuvent être transmises :

- consultation vectorielle à travers son SIG web sécurisé;
- accès pour la collectivité au SIG départemental du SYDESL à l'ensemble des données citées dans la présente convention dans la limite du territoire géré ;
- gestion du réseau AC

L'outil inventorie et cartographie le patrimoine et le réseau d'assainissement collectif, pour livrer une vision exhaustive et détaillée du réseau AC. Il prévoit par ailleurs une large palette d'outils de recherche et d'édition topologique et attributaire, avec des outils et modes de visualisation spécifiques à la gestion des réseaux

- diagnostic du patrimoine AC

Cet outil est une aide à l'analyse du réseau d'assainissement collectif. Il propose toutes les fonctionnalités nécessaires au diagnostic du réseau AC et à la simulation d'événements sur le réseau, pour accompagner efficacement les programmes d'entretien et de réhabilitation du réseau AC.

- exploitation du réseau AC

L'outil facilite la planification des opérations de maintenance et ITV sur le réseau d'assainissement collectif. Il est compatible avec le géostandard RAEPA et automatise le traitement des DT et DICT tout en respectant les standards Cerfa, pour favoriser les échanges avec les partenaires et usagers.

Le SYDESL s'engage à ne pas transmettre les données numérisées des ouvrages gérés à des personnes physiques ou morales autres que celles et dans les conditions citées ci-dessus.

En cas de non-respect par le SYDESL des obligations ci-dessus, relatives à l'usage et la diffusion des données transmises, la collectivité pourra, après une mise en demeure restée infructueuse plus de trois mois, résilier unilatéralement la présente convention sous réserve d'en avoir informé au préalable le SYDESL par lettre recommandée avec accusé de réception.

## Article V. Responsabilité des données

Le SYDESL ne saurait être tenue responsable pour tout préjudice trouvant son origine dans l'imprécision ou l'inexactitude des données communiquées.

## Article VI. Coordination

Chacune des parties pourra demander l'organisation de réunions de concertation afin de faciliter l'application des dispositions de cette présente convention. Un compte-rendu de réunion sera rédigé en commun.

## Article VII. Date de prise d'effet et durée de la convention

Les dispositions de cette présente convention prennent effet à la date de sa signature par les deux parties. Elles sont valables aux mêmes conditions jusqu'au 30 septembre 2024, durée de la présente convention. Au-delà de ce délai, elle peut être prolongée par tacite reconduction pour une durée d'un an renouvelable.

Dès la fin de l'engagement, la convention pourra être dénoncée à tout moment par l'une ou l'autre des parties avec un préavis de 2 mois. Le SYDESL conserverait alors la fourniture antérieure pour son usage exclusif.

## Article VIII. Droit applicable – Juridiction

La présente Convention est soumise au droit français à l'exclusion de toute autre législation.

Tout litige relatif à la conclusion, l'interprétation, l'exécution ou la cessation de la présente Convention, que les Parties ne pourraient résoudre amiablement, sera porté devant le tribunal Administratif de DIJON.

## Article IX. Formalités

La présente convention est dispensée de droit de timbre et des formalités d'enregistrement.

Les parties ont signé cette convention en 2 exemplaires originaux.

Fait à MACON, le [DATE]

Pour le SYDESL	Pour la collectivité
----------------	----------------------

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE  
 Département de Saône et Loire

**EXTRAIT DE REGISTRE**  
 des délibérations du Comité Syndical  
 du Syndicat Départemental d'Énergie de Saône et Loire (SYDESL)  
 Séance du 3 juin 2021

Nombre de Membres en exercice :  
 74  
 Nombre de Membres présents :32  
 Nombre de pouvoirs : 15  
 Nombre de mandats : 809  
 Pour : 809  
 Abstentions : 0

**CS21-041**

**Renouvellement du contrat de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente sur le territoire de Saône-et-Loire**

**Le trois du mois de juin de l'année deux mille vingt et un, le Comité syndical du SYDESL s'est réuni à Mâcon, salle Henri Guillemin, à 14 heures, après convocation légale sous la présidence de M. Jean SAINSON, Président.**

**Etaient présents** : MM. BAJAU – RENAUD – PERCHE – MENNELLA – PERRAUD – BERTHET – CHASSERY – MME GONCALVES – MM. REYNAUD – PLET – GIRARDEAU – VARIN – FRIZOT – PISSELOUP – VIRELY – MARTIN – CHAILLET – PROTET – VOGEL – VERCHERE – PERRUCAUD – VIEUX – BORDAT – BURTIN – MAYA – CORNIER – POUCHELET – DEYNOUX – SAINSON – CHARLEUX – POPILLE – DESSOLIN.

**Participaient en visioconférence (sans droit de vote)** : MM. CHAPUIS – GENET – MME SARANDAO – DURAND – SALCE – MME MAUNY.

**Etaient excusés avec pouvoir** :

M. CHAUVET	pouvoir à	M. VIRELY	M. DURAND	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. GUILLEMAUT	pouvoir à	M. CHASSERY	M. SALCE	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. SPARTA	pouvoir à	M. MENNELLA	M. LACHEZE	Pouvoir à	M. PERRUCAUD
M. THEBAULT	pouvoir à	M. SAINSON	M. BERNARD	Pouvoir à	M. VIEUX
M. HES	pouvoir à	M. MAYA	MME MAUNY	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. CHAVIGNON	Pouvoir à	M. PERRUCAUD	M POIZEAU	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. PICARD	Pouvoir à	M. MENNELLA	M. BERGMANN	Pouvoir à	M. MAYA
M. CHAPUIS	Pouvoir à	M. SAINSON			

**Etaient absents dont excusés** : MME ANDRE - MM. VERJUX - PLATRET – DUMAINE – FEVRE – JOYET – LE CLOIREC - LANCIAU – RAGOT – MENAGER - KRZYWONOS – MARECHAL - CLERC – PATRU – FIERIMONTE - DAUGE – PINARD – TARDY – MAITRE – CARON – RIBOULIN – GELIN – BERTHIER – LAROCLETTE - AVENAS.

**Assistaient** : MME SEVESTRE - MM. JACCON – JOURNET - DÉGROLARD – DE MONREDON – OVISTE - MME FITON CHAVALLE – MME MAZILLE - M. SEBERT (Payeur Départemental).

Le Président constate que le quorum est atteint et ouvre la séance.

Il est procédé conformément à l'article L. 2121.15 du Code Général des Collectivités Territoriales, à l'élection d'un secrétaire pris dans le Comité ; M. REYNAUD ayant obtenu l'unanimité des suffrages, a été désigné pour remplir ces fonctions qu'il a acceptées.

Le Comité syndical a été convoqué le 27 mai 2021.

Le compte rendu de cette séance sera affiché au plus tard le 25 juin 2021.

**Renouvellement du contrat de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente sur le territoire de Saône-et-Loire**

Le Président expose que :

Vu, les statuts du Syndicat Départemental d'Énergie de Saône et Loire (SYDESL) approuvés par arrêté préfectoral en date du 26 décembre 2007, reconnaissant pleinement le SYDESL en sa qualité d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité et de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente,

Vu, les dispositions des articles L.2224-31 et suivants du code général des collectivités territoriales (CGCT),

Vu, les dispositions des articles L.111-52, L.121-4, L.121-5 du code de l'énergie,

Vu les dispositions de l'article L.322-1 du Code de l'énergie qui précise que la concession de la gestion du réseau public de distribution d'électricité est accordée par l'autorité organisatrice,

Vu les dispositions de l'article L.334-3 du Code de l'énergie qui précisent que lors de la conclusion de nouveaux contrats, les contrats sont signés conjointement par l'autorité organisatrice de la fourniture et de la distribution publique d'électricité et, chacun pour ce qui le concerne, le gestionnaire du réseau de distribution, en l'espèce Enedis, et le gestionnaire chargé de la fourniture d'électricité aux clients bénéficiant des tarifs réglementés, à savoir EDF,

Vu, la convention de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique sur le territoire desservi par la concession conclue entre le SYDESL et Electricité de France et Enedis, le 24 novembre 1992 pour une durée de 30 ans,

Vu, l'accord de méthode conclu le 27 septembre 2018, entre Enedis, EDF et le SYDESL afin de préciser les modalités de négociation entre les parties,

Vu l'accord-cadre conclu le 21 décembre 2017 dans lequel la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies), France Urbaine, Enedis et EDF :

- Précisent, en préambule, l'attachement des parties signataires au modèle concessif français de la distribution d'électricité et de la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente ;
- Préconisent, à l'article 1<sup>er</sup>, une mise en œuvre du nouveau modèle de contrat de concession pour la négociation du contrat applicable sur le territoire du SYDESL ;
- Définissent à l'article 7, les grands principes de répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux sur le réseau de distribution d'électricité, propriété de l'autorité concédante, géré par Enedis ainsi que les options dont dispose le SYDESL dans la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux ;
- Disposent, à l'article 12, qu'en cas de changement de circonstances non envisagé lors de la conclusion de l'Accord-cadre impactant durablement et significativement le modèle concessif national, les parties se réuniront pour définir les modifications des articles impactés par ces changements.

Vu, le projet de convention de concession et son cahier des charges annexés, aux termes duquel le SYDESL concède aux concessionnaires, Enedis et EDF SA, les missions respectivement de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité d'une part et de fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente d'autre part, sur l'ensemble de son territoire, ce projet ayant été établi sur la base du nouveau modèle de contrat de concession, objet de

l'accord cadre en date du 21 décembre 2017 et mis à disposition des membres de l'assemblée délibérante conformément aux dispositions de l'article L.1411-7 du CGCT,

Considérant que les missions de service public relatives au développement et à l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente sont assurées, conformément aux dispositions des articles L.111-52, L.121-4 et L.121-5 du Code de l'énergie, respectivement par Enedis pour le développement et l'exploitation du réseau public de distribution, et par EDF, pour la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente aux clients raccordés au réseau public de distribution ;

Considérant que le contexte monopolistique dans le domaine de la distribution publique d'électricité est déterminant dans l'équilibre des droits et obligations des parties ; qu'en cas de remise en cause des droits exclusifs reconnus au gestionnaire du réseau de la distribution d'électricité, les dispositions de l'article 49 B du cahier des charges n'auraient dès lors pas vocation à s'appliquer ;

Considérant que l'indemnité prévue à l'article 49B du nouveau contrat de concession ne pourra être envisagée que dans l'hypothèse où la rupture de ce contrat, est le fait d'une des parties signataires, à l'exclusion de tout intervenant ou décision extérieur

Considérant que conformément aux dispositions de l'article L.224-31 du CGCT, il revient à l'autorité concédante de la distribution publique d'électricité de négocier et de conclure les contrats de concession, et d'exercer le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées, pour ce qui concerne les autorités concédantes, par les cahiers des charges de ces concessions ;

Considérant l'attachement du SYDESL aux principes d'égalité de traitement, de péréquation nationale et de tarif uniforme de la distribution publique de l'électricité sur le territoire ;

Considérant que le SYDESL souhaite inscrire pleinement son action d'autorité organisatrice dans la modernité et les objectifs assignés par la transition énergétique impliquant l'augmentation durable de la production d'électricité à partir des énergies renouvelables ainsi que du développement d'usages nouveaux de l'électricité grâce notamment à l'adaptation du réseau public de distribution d'électricité concédé ;

Considérant que le nouveau contrat de concession et ses possibilités d'aménagement tenant compte des spécificités locales concourent à ces évolutions importantes pour notre territoire ;

Monsieur le Président après avoir rappelé, la composition de l'ensemble contractuel constitué d'une convention de concession, d'un cahier des charges et de ses annexes et, indiqué qu'en outre, plusieurs autres conventions viennent préciser la mise en œuvre de ces dispositions, expose les principales dispositions du projet d'accord :

- La convention est conclue pour une durée de 30 ans au regard des droits et obligations du concessionnaire et notamment de ses engagements en termes de valeurs repères, de répartition de maîtrise d'ouvrage et au regard des flux financiers qui viendront pérenniser les finances du SYDESL ;
- Un Schéma directeur des investissements (SDI), commun aux parties, est établi afin d'améliorer la qualité de la distribution, sécuriser les infrastructures et favoriser la transition énergétique. Des valeurs repères ont été définies et des valeurs cibles ambitieuses ont été fixées afin de répondre à ces ambitions ;
- Le SDI, établi sur la durée du contrat, est décliné en programmes pluriannuels d'investissements (PPI) qui déterminent les investissements à réaliser sur le réseau de distribution publique d'électricité concédé ;

- Un programme Pluriannuel des Investissements (PPI) est un outil prospectif de configuration des réseaux de distribution publique d'électricité pour la durée du contrat. Pour autant, le PPI n'a pas vocation à être figé et il pourra être mis à jour autant que de besoin ;
- Les flux financiers dont bénéficie l'autorité concédante sont revalorisés. La répartition de la maîtrise d'ouvrage est plus équilibrée au regard des évolutions du territoire. Une clarification des différentes typologies de travaux permet de faciliter la mise en œuvre de cette répartition de la maîtrise d'ouvrage entre l'autorité concédante et le concessionnaire en charge de l'exploitation des réseaux de distribution publique d'électricité ;
- L'insertion de dispositions sur la transition énergétique est une avancée indispensable au regard des attentes du territoire dans le domaine énergétique ;

**Cet exposé entendu et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité, décide :**

- D'approuver le nouveau Contrat de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés, comprenant la convention de concession, le cahier des charges et ses annexes qui s'appliqueront pour une durée de 30 ans.
- D'approuver les dispositions de l'accord cadre du 21 décembre 2017 en ce que celui-ci contribue à éclairer le contenu et la portée du modèle de contrat de concession.
- D'approuver les trois conventions attenantes au nouveau contrat de concessions et relatives à :
  - l'intégration dans l'environnement des ouvrages du réseau concédé (article 8 du cahier des charges de la concession) ;
  - la cartographie à moyenne échelle des ouvrages du réseau concédé ;
  - la mise en œuvre de la transition énergétique ;
- D'autoriser le Président du SYDESL à signer le nouveau contrat de concession de distribution d'électricité et de fourniture aux tarifs réglementés ;
- D'autoriser le Président du SYDESL à signer la convention relative à l'article 8 du cahier des charges de concession ;
- D'autoriser le Président du SYDESL à signer la convention cartographie moyenne échelle ;
- D'autoriser le Président du SYDESL à signer la convention transition énergétique ;

Le Comité Syndical à l'unanimité, précise que cette attribution fera l'objet d'une publicité d'un avis d'attribution conformément aux dispositions des articles L.3214-1, L3221-2 et R3221-2 du Code de la Commande publique.

Fait en séance les jours, mois et an que dessus,

Le Président,

Jean SAINSON



## Accord-cadre FNCCR France urbaine Enedis EDF

### Un nouveau modèle de contrat de concession pour une relation contractuelle modernisée entre les autorités concédantes, Enedis et EDF garantissant la qualité du service concédé et adaptée aux enjeux de la transition énergétique

#### Préambule

La FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies), France urbaine, Enedis et EDF (désignées ci-après les « Parties ») expriment leur attachement au modèle concessif français de la distribution d'électricité et de la fourniture aux tarifs réglementés de vente. Ce modèle s'appuie sur la solidarité territoriale et le rôle déterminant des collectivités dans la définition des enjeux énergétiques des territoires, ainsi que sur une optimisation nationale de la concession dans un contexte de régulation assurant l'égalité de traitement et la péréquation.

Les Parties ont souhaité rénover le modèle de contrat de concession en y intégrant les contextes légal, réglementaire et régulateur en vigueur et en tenant compte de la montée en puissance des enjeux de la transition énergétique. L'accroissement durable de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, bas carbone et décentralisée, ainsi que le développement d'usages nouveaux de l'électricité se réaliseront en effet, en grande partie, en s'appuyant sur les réseaux publics de distribution. La transition énergétique confère ainsi à ces réseaux un rôle d'avenir.

La fluidité des relations de l'autorité concédante avec Enedis, gestionnaire de réseau public de distribution, d'une part, et avec EDF, fournisseur aux tarifs réglementés de vente, d'autre part, est essentielle à l'efficacité du service public concédé.

Le présent accord-cadre entre les Parties définit un nouveau modèle de contrat de concession constitué de la convention de concession, de son cahier des charges et des annexes à ce dernier.

La FNCCR, France urbaine, Enedis et EDF ont rédigé ce modèle en partageant les points suivants :

- La distribution publique d'électricité et la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente constituent des missions de service public essentielles pour la satisfaction des besoins des territoires et de leurs habitants ; conformément aux articles L. 111-52, L. 121-4 et L. 121-5 du code de l'énergie, ces missions sont assurées respectivement par Enedis, pour le développement et l'exploitation du réseau public de distribution, et par EDF, pour la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente aux clients raccordés au réseau public de distribution ;
- Enedis, la FNCCR et France urbaine confirment leur attachement aux principes d'égalité de traitement, de péréquation nationale et de tarif uniforme de la distribution publique de l'électricité sur le territoire ;

- La possibilité, notamment pour les clients particuliers, de faire le choix, dans les conditions fixées par le code de l'énergie, d'une fourniture d'électricité aux conditions d'un tarif réglementé de vente concourt à la cohésion sociale et sa mise en œuvre par EDF assure une égalité de traitement entre les clients ;
- Les missions de service public de distribution et de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente s'inscrivent désormais dans le contexte de la transition énergétique ;
- La dévolution de nouvelles compétences et missions aux collectivités territoriales dans le domaine de l'énergie crée un contexte nouveau dans lequel les autorités concédantes exerçant le rôle d'autorités organisatrices de la distribution et de la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente sont appelées à jouer un rôle important.

Les Parties s'engagent à une mise en œuvre réussie de ce nouveau modèle de contrat et des principes exposés ci-dessus. A cette fin, elles conviennent notamment des dispositions ci-après.

#### **Article 1<sup>er</sup> – Nouveau modèle de contrat de concession**

Les Parties préconisent de mettre en œuvre le modèle de contrat de concession annexé au présent accord-cadre pour la négociation des contrats de concession à conclure à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018.

Les Parties invitent les acteurs locaux à prendre en compte l'équilibre contractuel du modèle qu'elles ont établi à la maille nationale. Elles soulignent la cohérence de cet ensemble contractuel, en particulier la solidarité de ses dispositions (techniques et financières) dans la durée.

Inscrit dans un cadre national, cet ensemble contractuel offre des possibilités de prise en compte des enjeux locaux en lien avec l'efficacité et la qualité des missions concédées et les ambitions des territoires en matière de transition énergétique. La mise en œuvre du nouveau modèle de contrat devra tenir compte de la situation spécifique des concessions recouvrant en tout ou partie plusieurs départements à la date du présent accord-cadre.

#### **Article 2 – Indexation de la part R1 de la redevance de concession**

Les Parties s'accordent à considérer que les effets de l'augmentation de la part R1 de la redevance consécutifs à la signature d'un contrat de concession conforme au modèle annexé au présent accord-cadre doivent bénéficier durablement aux autorités concédantes concernées, tout en tenant compte de l'évolution des caractéristiques propres de la concession, notamment l'évolution des longueurs de réseau et de la population.

C'est pourquoi elles conviennent, dans une logique de solidarité territoriale, d'atténuer les conséquences d'une baisse récurrente de la population d'une concession syndicale départementale ou quasi départementale<sup>1</sup>, d'une métropole ou d'une communauté urbaine (observée trois années sur

---

<sup>1</sup> Concession regroupant la majorité des communes du Département



une période de quatre années consécutives, à périmètre contractuel constant) qui conduirait à une diminution ou à une stagnation de la part R1 de la redevance.

Pour les autorités concédantes concernées et pour chaque exercice au cours duquel un tel constat serait établi, les Parties conviennent de ne retenir la diminution annuelle de la population qu'à hauteur de 25% pour le calcul de l'indexation annuelle de la part R1 de la redevance.

### **Article 3 – Investissements éligibles aux termes I et C de la part R2 de la redevance de concession**

Pour la mise en œuvre de l'article 2 de l'annexe 1 au cahier des charges annexé, la FNCCR, France urbaine et Enedis préciseront, dans un accord-cadre national signé avant le 30 juin 2018, les modalités pratiques d'application des conditions d'éligibilité aux termes I et C de la part R2 de la redevance, en particulier le modèle de convention tripartite entre l'autorité concédante, le propriétaire de l'immeuble et Enedis relative à la rénovation de branchements collectifs électriques dans le cadre d'opérations de rénovation urbaine ou de réhabilitation de l'habitat vétuste ou insalubre.

Lorsque 5 ans au moins se seront écoulés à compter de la signature du présent accord-cadre, la liste des investissements éligibles aux termes I et C de la part R2 de la redevance et leurs modalités de prise en compte dans le calcul de cette dernière pourront, le cas échéant, être modifiées dans le cadre d'un accord national entre la FNCCR, France urbaine et Enedis, de façon à tenir compte du retour d'expérience de la mise en application locale du nouveau modèle de contrat et des éventuelles évolutions des technologies de réseau dans le contexte de la transition énergétique.

### **Article 4 – Disposition transitoire pour les autorités concédantes dont le territoire relève en totalité du régime urbain**

Lorsque le concessionnaire est maître d'ouvrage, sur le territoire de la concession, de l'ensemble des travaux, à l'exception éventuelle de ceux prévus au A) de l'article 8 du cahier des charges, l'autorité concédante percevra pendant 5 ans à compter de la date d'entrée en vigueur de son contrat de concession, un terme complémentaire dénommé F, défini comme le montant qui, pour chaque autorité concédante concernée, assure que, chaque année, la somme de F et de la part R2 de la redevance de concession, incluant, le cas échéant, la majoration exceptionnelle l'année d'entrée en vigueur du contrat, majoration définie à l'article 5 ci-après, et la part de la majoration au titre de la départementalisation affectée à la part R2, soit égale à la moyenne des parts R2 versées de 2012 à 2015<sup>2</sup>.

Cette disposition figurera dans le contrat de concession des autorités concédantes concernées correspondant au modèle annexé au présent accord-cadre.

### **Article 5 – Majoration exceptionnelle de la part R2 de la redevance de concession au titre de l'année d'entrée en vigueur du contrat**

Les Parties conviennent d'une majoration exceptionnelle de la part R2 de la redevance de concession à verser au titre de la première année civile complète d'application du contrat égale à :

<sup>2</sup> Sans préjudice des dispositions du dernier alinéa de l'article 2.3.2.2. de l'annexe 1

- 7% du montant de la part R2 à verser selon les dispositions prévues à l'article 2.3.2 de l'annexe 1 lorsque ce dernier montant est strictement inférieur à la moyenne des parts R2 versées de 2012 à 2015<sup>2</sup> ;
- 5% du montant de la part R2 à verser selon les dispositions prévues à l'article 2.3.2 de l'annexe 1 lorsque ce dernier montant est égal ou supérieur, dans la limite de 30 000 euros, à la moyenne des parts R2 versées de 2012 à 2015<sup>2</sup>

Si l'autorité concédante perçoit une majoration de la redevance de concession au titre de la départementalisation, la part R2 à verser selon les dispositions prévues à l'article 2.3.2 de l'annexe 1 est majorée de la part de cette majoration affectée à la part R2, selon les modalités définies au paragraphe 2.4 de l'article 2 de l'annexe 1 au cahier des charges de concession, avant application de la majoration exceptionnelle de la part R2 l'année d'entrée en vigueur du contrat.

Ces dispositions figureront dans le contrat de concession des autorités concédantes concernées correspondant au modèle annexé au présent accord.

#### **Article 6 – Majoration de la redevance de concession au titre de la départementalisation**

Dans un souci de cohérence territoriale, les Parties conviennent de maintenir la majoration pour départementalisation résultant de l'accord-cadre du 5 juillet 2007 signé entre la FNCCR et EDF en l'intégrant aux dispositions contractuelles dans les conditions précisées au paragraphe 2.4 de l'article 2 de l'annexe 1 au cahier des charges de concession. Ces dispositions se substituent à celles de l'accord-cadre précité et du protocole d'accord du 18 septembre 2013 entre ERDF et la FNCCR pour les autorités concédantes signataires d'un contrat établi selon le nouveau modèle annexé au présent accord-cadre.

Cette majoration sera perçue tant que la concession regroupera l'ensemble des communes du département desservies par le concessionnaire.

#### **Article 7 – Répartition de la maîtrise d'ouvrage**

Conformément aux dispositions, d'une part, du septième alinéa du I de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales et de l'article L. 322-6 du code de l'énergie, selon lesquelles les autorités concédantes « ont la faculté de faire exécuter, en tout ou en partie à leur charge, les travaux de premier établissement, d'extension, de renforcement et de perfectionnement des ouvrages de distribution » et, d'autre part, de l'article 322-8 du code de l'énergie, selon lesquelles, « sans préjudice des dispositions du septième alinéa du I de l'article L. 2224-31, un gestionnaire de réseau de distribution d'électricité est, dans sa zone de desserte exclusive, notamment chargé, dans le cadre des cahiers des charges de concession, de définir et de mettre en œuvre les politiques d'investissement et de développement des réseaux de distribution, d'assurer la conception et la construction des ouvrages ainsi que la maîtrise d'œuvre des travaux relatifs à ces réseaux, en informant annuellement l'autorité organisatrice de la distribution de leur réalisation, et d'assurer, dans des conditions objectives transparentes et non discriminatoires l'accès à ces réseaux », la maîtrise d'ouvrage des travaux est répartie entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution de manière à assurer l'égalité d'accès au réseau des différentes parties du périmètre de la concession, notamment des territoires ruraux.

Les grands principes de la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux convenus sont ceux exposés ci-dessous. Ils tiennent compte de l'appartenance des communes de la concession au régime urbain ou au régime rural d'électrification et de l'évolution de cette appartenance. Ils résultent de leur volonté commune de préserver un équilibre national dans la répartition de la maîtrise d'ouvrage. Dans ce cadre, il existe deux options.

L'option privilégiée est le statu quo dans la répartition de la maîtrise d'ouvrage par commune ou catégorie de communes et par nature de travaux au 31 décembre 2017, sous réserve que cette dernière n'ait pas donné lieu à des contestations établies à cette date, sans préjudice de la possibilité pour l'autorité concédante d'exercer la maîtrise d'ouvrage des extensions BT pour les raccordements d'installations accédant pour la première fois au réseau qui comportent, dès le raccordement, à la fois de la production et de la consommation, dans les limites précisées à l'article 6 du modèle de cahier des charges annexé au présent accord-cadre.

L'autre option, par exception aux principes énoncés ci-dessus, consiste à retenir la répartition suivante de la maîtrise d'ouvrage :

a. L'autorité concédante réalise, en tout ou partie, dans le cadre de ses actions sur les réseaux BT en faveur des communes situées en zone d'électrification rurale :

- les renforcements ;
- les extensions en soutirage ;
- des travaux de sécurisation ;
- des travaux d'enfouissement ;
- les extensions BT pour le raccordement des installations individuelles neuves, accédant pour la première fois au réseau, qui comportent, dès le raccordement, à la fois de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 6 kVA et de la consommation ;
- les extensions BT pour le raccordement des bâtiments publics neufs comportant simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et de la consommation.

b. Par ailleurs, sans préjudice des dispositions de l'article 8 du modèle de cahier des charges annexé au présent accord-cadre, l'autorité concédante peut réaliser dans le cadre de ses actions en faveur de communes urbaines, en contrepartie du reversement par celles-ci de plus de la moitié de la taxe communale sur la consommation finale d'électricité (TCCFE) ou lorsque le concédant conserve au moins la moitié de la TCCFE collectée directement en lieu et place de ces communes :

- certains travaux sur des zones urbaines, notamment pour des extensions sur des opérations portant sur des bâtiments communaux et intercommunaux sous maîtrise d'ouvrage des collectivités adhérentes pour la compétence distribution d'électricité ainsi que de leurs intercommunalités.
- des extensions BT pour le raccordement d'installations de consommation collective (immeuble, lotissement) construites sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale.

c. Le gestionnaire du réseau de distribution réalise les travaux suivants :

- tous les travaux dans les périmètres de communes urbaines (extensions, branchements individuels et collectifs, renforcements en HTA et BT), à l'exception de ceux définis au A) de l'article 8 du cahier des charges si l'autorité concédante entend en exercer la maîtrise d'ouvrage ;

- les travaux sur le réseau HTA (renforcements et extensions, y compris pour les ZAC, lotissements et bâtiments collectifs) ;
- les extensions BT en soutirage dans les communes situées en zone d'électrification rurale pour lesquelles l'autorité concédante n'entend pas exercer cette maîtrise d'ouvrage ;
- les extensions pour le raccordement des installations de production (s'agissant des cas cités aux deux derniers tirets du paragraphe a. ci-dessus, lorsque l'autorité concédante n'entend pas exercer cette maîtrise d'ouvrage) ;
- les branchements pour raccorder une installation de soutirage ou de production ;
- les déplacements d'ouvrages.

Toute répartition de la maîtrise d'ouvrage s'écartant des deux options définies ci-dessus ne peut résulter que d'un accord local justifié par une appréciation conjointe de l'autorité concédante concernée et du gestionnaire du réseau de distribution des circonstances particulières qui fondent le recours à cette répartition.

Le tableau figurant à l'article 5 de l'annexe 1 au modèle de cahier des charges annexé au présent accord-cadre sera complété en conséquence par l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution.

#### Article 8 – Guides de conception du réseau

La FNCCR, France urbaine et Enedis conviennent de procéder conjointement à la mise à jour des guides de conception du réseau de distribution mentionnés à l'article 14 du modèle de cahier des charges annexé au présent accord et de les compléter en tant que de besoin, de façon à couvrir tout le champ possible d'exercice de la maîtrise d'ouvrage des autorités concédantes (canalisations BT, postes HTA/BT, canalisations HTA), dans un délai de 12 mois à compter de la signature du présent accord-cadre. Enedis informera la FNCCR et France urbaine des modifications ou ajouts significatifs opérés dans la documentation technique du gestionnaire du réseau de distribution. La FNCCR, France urbaine et Enedis examineront périodiquement l'opportunité d'une mise à jour du guide.

#### Article 9 – Cartographie du réseau

La FNCCR, France urbaine et Enedis encouragent la signature de conventions cartographiques à moyenne et grande échelle selon l'accord conclu entre la FNCCR et Enedis le 23 décembre 2015. Par exception, il est admis que certaines conventions cartographiques à grande échelle signées entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution préalablement à la signature de l'accord du 23 décembre 2015, peuvent, à la demande de l'autorité concédante, continuer à s'appliquer postérieurement à la signature d'un nouveau contrat correspondant au modèle annexé au présent accord.

## Article 10 – Energie réservée

Le modèle de cahier des charges annexé au présent accord-cadre ne reprend pas les dispositions en matière d'énergie réservée figurant dans le modèle de cahier des charges antérieur tel que mis à jour par accord-cadre signé le 5 juillet 2007, pour les motifs suivants :

- les autorités concédantes bénéficiaires d'énergie réservée tiennent leurs droits d'une attribution soit de l'Etat soit du Département conformément à l'art L. 522-2 du code de l'énergie ;
- le redevable de l'obligation de fournir l'énergie réservée est le concessionnaire de la chute d'eau. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016, les droits à énergie réservée font l'objet d'un versement financier au profit du bénéficiaire de la part du concessionnaire de la ou des chutes d'eau concernées.

Pour autant, les autorités concédantes concernées ont la faculté d'introduire une disposition relative à l'énergie réservée à l'annexe 1 au modèle de cahier des charges annexé au présent accord-cadre, conformément à l'article L. 522-3 du code de l'énergie.

## Article 11 – Modalités de déploiement du nouveau modèle de contrat

Les Parties encouragent une renégociation rapide et coordonnée des contrats en vigueur. Elles se fixent comme objectif, dans la mesure du possible, que les contrats en cours soient renouvelés selon le nouveau modèle en vue d'une entrée en vigueur au plus tard le 1<sup>er</sup> juillet 2021.

Cela implique notamment d'anticiper suffisamment la durée nécessaire, pouvant aller jusqu'à 18 mois, pour établir le schéma directeur et le premier programme pluriannuel d'investissements incluant le diagnostic préalable.

Du fait de l'arrivée à expiration à la fin de l'année 2017 du protocole d'accord du 18 septembre 2013 entre la FNCCR et ERDF, chaque autorité concédante est invitée à formaliser, par la signature d'un avenant avant le 30 juin 2018, sa volonté de conclure avec Enedis et EDF un nouveau contrat conforme au modèle de contrat annexé au présent accord-cadre à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018 et au plus tard le 1<sup>er</sup> juillet 2021. Cet avenant précise les modalités de maintien de l'effet, en matière de redevances de concession, des dispositions du protocole d'accord du 18 septembre 2013 jusqu'à la date d'entrée en vigueur du nouveau contrat qui est précisée par ledit avenant.

Cet avenant répond à un souci de continuité tout en rappelant que la part R2 de la redevance de concession est la contrepartie d'un service rendu par l'autorité concédante en lien avec la mission concédée et présente une dimension essentiellement variable.

Le bénéfice des dispositions figurant aux articles 2, 4 et 5 du présent accord-cadre est réservé aux contrats entrant en vigueur au plus tard le 1<sup>er</sup> juillet 2021.

## Article 12 – Concertation entre les Parties

Afin d'assurer une mise en œuvre cohérente des dispositions contractuelles et une compréhension partagée de ces dispositions au regard de l'intention des Parties, celles-ci créent par le présent accord-cadre un comité de suivi qui se réunira périodiquement, au minimum une fois par an, et à

chaque fois que l'une ou l'autre des Parties en fera la demande. Ce comité de suivi aura les missions suivantes :

- échanger régulièrement des informations sur le déploiement du nouveau modèle ;
- expliciter les modalités de mise en œuvre de certaines des dispositions du nouveau modèle de contrat et y apporter les éventuelles améliorations nécessaires ;
- examiner les difficultés rencontrées localement dans la négociation de nouveaux contrats de concession ;
- traiter de tout point issu de discussions locales dont la portée excède la dimension locale ;
- traiter de tout thème, en lien avec les missions du comité décrites ci-dessus, proposé par l'une ou l'autre des Parties.

En cas de changement de circonstances non envisagé lors de la conclusion de l'accord-cadre impactant durablement et significativement le modèle concessif national, ledit comité se réunira pour définir les modifications des articles impactés par ces changements.

Ledit comité pourra aussi inviter des représentants de l'Etat et de la Commission de régulation de l'énergie en fonction des thèmes abordés.

Les Parties conviennent de se rencontrer dans un délai de deux (2) mois à compter de la signature de l'accord-cadre afin d'établir ensemble la liste des premiers thèmes qui pourront être abordés en lien avec les missions du comité, ainsi que les principes de fonctionnement dudit comité, étant entendu que l'ordre du jour du comité de suivi comprendra l'ensemble des demandes transmises par chacune des parties avec un délai de prévenance suffisant.

#### Article 13 – Date d'effet de l'accord-cadre

Le présent accord-cadre prend effet à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018.

Fait à Paris, le 24 décembre 2017, en quatre exemplaires originaux

Pour la FNCCR



Xavier PINTAT  
Président

Pour France Urbaine



Jean-Luc MOUDENC  
Président

Pour Enedis



Philippe MONLOUBOU  
Président du  
Directoire

Pour EDF



Henri LAFONTAINE  
Directeur Commerce

### **Annexes à l'accord-cadre FNCCR France urbaine Enedis EDF**

- Modèle de convention
- Modèle de cahier des charges
- Modèles d'annexes au cahier des charges



**Convention relative à l'application de l'article 8**  
**du cahier des charges de concession pour l'intégration des ouvrages**  
**dans l'environnement et la sécurisation des réseaux électriques**  
**Année 2022 à 2025**

**Entre les soussignés :**

- **Le Syndical Départemental d'Énergie de Saône et Loire**, autorité concédante du service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés sur son territoire, représentée par M. le Président, **JEAN SAINSON**, dûment habilité à cet effet par délibération du comité syndical du 16 octobre 2020, domiciliée : Cité de l'entreprise 200 bd de la Résistance 71000 MACON,

**Ci-après désigné l' « autorité concédante », d'une part,**

**Et, d'autre part,**

- **ENEDIS**, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000€, dont le siège social est sis 34, place des Corolles 92079 PARIS La Défense, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par **M. Robert POGGI**, Directeur Régional Enedis BOURGOGNE, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 1<sup>er</sup> août 2020 par le Directoire et le Président d'Enedis, faisant élection de domicile 65, rue de Longvic à Dijon (21000)

**Ci-après désigné le « concessionnaire »,**

**L'autorité concédante et le concessionnaire sont désignés ci-après les « parties ».**



## Préambule

Les parties ont signé, le 11 juin 2021, un contrat de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente. Il prévoit des dispositions spécifiques à la politique d'intégration des ouvrages en concession dans l'environnement et aux modalités de contribution par Enedis dans ce domaine, telles qu'elles figurent, d'une part, à l'article 8 du cahier des charges de concession, d'autre part, à l'article 4 de son annexe 1.

L'article 8 du cahier des charges dudit contrat précise que :

*« Afin de participer au financement de travaux dont l'autorité concédante est maître d'ouvrage et destinés à améliorer la qualité de la distribution et l'intégration des ouvrages de la concession dans l'environnement, le gestionnaire du réseau de distribution verse à l'autorité concédante une participation annuelle calculée selon les modalités indiquées à l'article 4 de l'annexe 1 au présent cahier des charges, tenant compte de l'apport de ces travaux à la sécurisation des réseaux.*

*Le produit de cette participation entre dans le financement du coût hors TVA des travaux ainsi réalisés pour un pourcentage inférieur ou égal au taux indiqué à l'article 4 de l'annexe 1 au présent cahier des charges. »*

Les deux premiers alinéas de l'article 4 de l'annexe 1 du cahier des charges précisent que :

*« En application du A) de l'article 8 du cahier des charges, le gestionnaire du réseau de distribution participe à raison de 40 % du coût hors TVA au financement de travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante aux fins d'intégration des ouvrages de la concession dans l'environnement, dans les conditions ci-après.*

*Le montant de cette contribution est fixé chaque année d'un commun accord entre les parties, à partir de l'examen du programme de travaux prévu dans ce domaine par l'autorité concédante, en tenant compte de l'évolution éventuelle du périmètre, des caractéristiques de la concession et de l'apport de ces travaux à la sécurisation des réseaux, en dehors des programmes d'aides pour l'électrification rurale ou de tout autre programme de péréquation des charges d'investissement financé avec le concours des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité qui lui serait adjoint ou substitué. »*

L'article 5 de l'annexe 1 du cahier des charges prévoit en outre que les travaux qui sont destinés à l'amélioration esthétique des ouvrages de la concession sont réalisés sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante. Les travaux réalisés par l'Autorité Concédante consistent en des opérations d'effacement ou d'enfouissement des réseaux basse tension pour contribuer à l'intégration des ouvrages de distribution publique d'électricité dans l'environnement et dans une certaine mesure pour améliorer la qualité de la desserte et à la sécurisation des ouvrages de la concession.

Les parties souhaitent favoriser les actions de nature à permettre une meilleure intégration des ouvrages dans l'environnement et une amélioration de la qualité de la distribution d'électricité, notamment par la résorption des réseaux en fils nus, particulièrement exposés aux aléas climatiques.

Dans ce contexte, les parties reconnaissent l'intérêt que l'intégration des ouvrages dans l'environnement contribue à l'amélioration de la qualité de la distribution et à la sécurisation des ouvrages de la concession.

**Cela étant exposé, il a été convenu de ce qui suit.**

## **ARTICLE 1<sup>er</sup> – Objet de la présente convention**

La présente convention a pour objet de fixer le montant et les modalités d'application et de versement de la participation du concessionnaire pour ce qui concerne les travaux dont l'autorité concédante est maître d'ouvrage et destinés à l'intégration des ouvrages dans l'environnement, conformément aux articles 8A du cahier des charges de concession et 4A de l'Annexe 1 dudit Cahier des Charges.

## **ARTICLE 2 – Etablissement des projets d'investissement sur le réseau basse tension sur le territoire de l'autorité concédante**

L'autorité concédante échange avec le concessionnaire à partir du 1er décembre de l'année N-1, une première liste de travaux pour l'année N qu'il entend réaliser aux fins d'intégration des ouvrages électriques dans l'environnement.

Les parties conviennent d'examiner conjointement les possibilités de coordination entre les opérations du programme travaux annuel de l'autorité concédante et les opérations sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire pour restructuration, sécurisation ou renforcement, au service de la performance du réseau.

Au vu de l'ensemble des informations transmises par l'autorité concédante et des possibilités de coordination identifiées, les parties arrêtent au plus tard le 31 mars de l'année N la liste des opérations du programme de travaux de l'année N éligibles aux participations financières du concessionnaire définies à l'article 4 de la présente convention.

## **ARTICLE 3 – Modalités de gestion et de suivi du programme de travaux annuel**

Toute opération inscrite dans le programme annuel validé par le concessionnaire doit avoir fait l'objet d'un commencement juridique ou matériel d'exécution (réunions travaux, commande de travaux, ...) au plus tard le 31 décembre de l'année N.

Si tel est le cas, le bénéfice de la participation financière du concessionnaire définie à l'article 4 reste acquis sous réserve que l'opération engagée soit achevée au plus tard le 31 décembre de l'année N+1.

Le remplacement d'une opération prévue dans le programme de l'année N par une autre opération est également possible, avec l'accord du concessionnaire, dès lors que l'opération remplaçante est d'un montant inférieur ou égal, de façon qu'il n'en résulte aucun dépassement du plafond annuel mentionné à l'article 4.

Afin de tenir compte des aléas de chantiers ou d'éventuels écarts entre les coûts estimés et les coûts réels, les travaux de l'année N font l'objet d'un suivi régulier et d'un contrôle continu des sommes consommées au titre de l'année considérée.

A cet effet, les parties mettent en place un Comité chargé du suivi technique et financier des programmes de travaux concertés qui se réunit semestriellement. Il est composé de représentants de l'autorité concédante et de représentants du concessionnaire.

## **ARTICLE 4 – Participation financière du concessionnaire**

En application de l'article 4A de l'annexe 1 relative à l'article 8A du cahier des charges de concession, le concessionnaire participera, à raison de 40 % du coût hors TVA, au financement des travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante aux fins d'intégration des ouvrages de la concession dans l'environnement, dans la limite du montant annuel maximum fixé ci-après et sur la base d'un programme prévisionnel de travaux défini à l'article 2 de la présente convention et ce en dehors des programmes aidés par le CAS FACE ou de tout programme de péréquation de charges d'investissement financé avec le concours des distributeurs d'électricité.

Le montant annuel maximum de la participation du gestionnaire du réseau de distribution est fixé à **535 000 €** hors TVA pour les années couvertes par la présente convention.

Compte-tenu de la volonté commune des deux parties d'améliorer durablement la qualité de la distribution sur le territoire de la concession, les parties conviennent d'affecter à partir de l'année 2022 a minima 25 % de cette participation à des travaux visant, en complément d'une finalité esthétique, la sécurisation du réseau BT notamment la résorption du réseau BT fils nus.

La mesure du taux de 25 % s'effectuera, de façon globale, en longueur géographique prévisionnelle de réseau déposé sur l'ensemble des chantiers entrant dans la Programmation Article 8 de l'année N :

$$\%_{\text{Sécurisation fils nus}} = \frac{L_{BT \text{ aérien nu déposé}}}{L_{BT \text{ aérien nu déposé}} + L_{BT \text{ Torsadé déposé}}} * 100$$

Avec :

- $L_{BT \text{ aérien nu déposé}}$  : la somme des longueurs de réseau BT aérien nu déposé pour chaque chantier entrant dans la Programmation Article 8 de l'année N
- $L_{BT \text{ torsadé déposé}}$  : la somme des longueurs de réseau BT torsadé déposé pour chaque chantier entrant dans la Programmation Article 8 de l'année N.

Ce taux sera calculé à partir des linéaires relevés par l'autorité concédante lors de l'instruction de l'opération et validés par le concessionnaire lors de la présentation de la programmation annuelle des investissements.

#### **ARTICLE 5 – Modalités de règlement de la participation du concessionnaire**

La participation convenue et fixée à l'article 4 de la présente convention est versée par le concessionnaire sur présentation d'un état justificatif récapitulant les chantiers réalisés au titre du programme annuel éligible au cofinancement.

Cet état justificatif est établi par l'autorité concédante après l'achèvement des travaux ou de la tranche de travaux concernés, matérialisé par les factures correspondantes visées par l'autorité concédante, auxquelles sont joints les décomptes généraux définitifs (DGD).

Avant le 30 juillet de l'année N+2, l'autorité concédante émet le dernier titre de recette permettant de clore la consommation de l'enveloppe de l'année N et N+1.

#### **ARTICLE 6 – Assiette de calcul de la part R2 de la redevance de concession**

Les participations du concessionnaire aux travaux sur le réseau concédé faisant l'objet de la présente convention viennent en déduction du montant desdits travaux éventuellement éligible à la part dite « d'investissement » (R2) de la redevance de concession.

#### **ARTICLE 7 – Communication externe**

Dans le cas où l'une des deux parties réalise une action de communication externe en lien avec les opérations réalisées dans le cadre de la présente convention, elle s'engage à mentionner le maître d'ouvrage et les partenaires financiers. Les parties peuvent également mener des actions de communication conjointes.

## **ARTICLE 8 – Durée de la convention**

La présente convention prend effet le 1<sup>er</sup> janvier 2022 et s'applique sur toute la période 2022-2025.

*Fait en deux exemplaires,*

A Macon, le jj mm 2021

**Pour l'autorité concédante**

**Le Président**

**Jean-SAINSON**

**Pour le concessionnaire,**

Le Directeur Régional Enedis Bourgogne

**Robert POGGI**



**Convention entre l'autorité concédante et le concessionnaire relative à la cartographie à moyenne échelle des ouvrages des réseaux publics de distribution de la concession du SYDESL**

**ENTRE**

• Le SYDESL, autorité organisatrice du service public du développement et de l'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés sur le territoire de la Saône-et-Loire, faisant élection de son domicile à son siège social, 200 Bd de la Résistance à MACON, représenté par son Président, M. Jean SAINSON, dûment habilité par délibération CS en date du xxx

désigné ci-après « l'Autorité Concédante »,

**D'UNE PART,**

**ET**

• Enedis, Société Anonyme à directoire et conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 Euros, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, ayant son siège social Tour Enedis 34 Place des Corolles 92079 Paris La Défense Cedex, représentée par M. Francis CAHON au titre de Délégué Territoriale Saône-et-Loire dûment habilité à cet effet et faisant élection de domicile 16 quai des Marans 71000 MACON

désignée ci-après « le Concessionnaire », pour la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité,

**D'AUTRE PART,**

ou individuellement désignés « la Partie », et ensemble « les Parties ».

**IL A ETE EXPOSE ET CONVENU CE QUI SUIT :**

## **PREAMBULE**

L'Autorité Concédante assure le contrôle du bon accomplissement de la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité dévolue au Concessionnaire conformément à la loi et au contrat de concession.

Le Concessionnaire est le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession. En cette qualité, il établit et tient à jour, au fil de l'eau, une cartographie de ce réseau, en particulier pour :

- exploiter les ouvrages du réseau concédé et répondre aux sollicitations des tiers, notamment au titre de la réglementation relative à l'exécution de travaux à proximité des ouvrages précités ;
- mettre à la disposition de l'Autorité Concédante une représentation cartographique à moyenne échelle du réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession, en application de l'article 45 du cahier des charges de concession signé entre l'Autorité Concédante et le Concessionnaire, le 4 décembre 1992.

Par ailleurs, dans le cadre des compétences que l'Autorité Concédante peut être amenée à exercer conformément à ce que prévoit la loi et dans le cadre défini par le contrat de concession, celle-ci transmet au Concessionnaire une cartographie des ouvrages qu'elle a réalisés et remis au Concessionnaire afin d'être incorporés au réseau concédé en vue de leur exploitation.

Par la présente convention (ci-après désignée « la Convention »), les parties signataires fixent d'un commun accord les modalités d'échanges de plans et de données cartographiques à moyenne échelle aux fins de faciliter l'accomplissement de leurs missions respectives.

## **ARTICLE 1<sup>er</sup> – OBJET DE LA CONVENTION**

La Convention a pour but de définir les modalités techniques et financières des échanges de plans et données cartographiques au format numérique à moyenne échelle relatifs aux ouvrages du réseau public de distribution d'électricité, sur le territoire de la concession, entre l'Autorité Concédante et le Concessionnaire.

## **ARTICLE 2 – PROCESSUS D'ETABLISSEMENT DES PLANS A MOYENNE ECHELLE**

La gestion de la cartographie des réseaux publics de distribution d'électricité étant du ressort du Concessionnaire, celui-ci spécifie les caractéristiques, précisées en annexe, de la représentation des ouvrages du réseau qui lui sont concédés.

Ces caractéristiques constituent la référence pour l'Autorité Concédante et le Concessionnaire dans le cadre de l'exécution de la Convention.

Le Concessionnaire s'engage à informer préalablement l'Autorité Concédante des modifications qui seraient apportées à ces caractéristiques et affecteraient les conditions d'exécution de la Convention.

- Les plans des ouvrages du réseau à moyenne échelle sont établis à une échelle comprise entre 1/2000ème et 1/10000ème (selon l'entreprise des travaux).

La représentation des ouvrages du réseau comporte, *a minima*, les données des dossiers établis au titre de l'article R. 323-25 du Code de l'énergie.

Le Concessionnaire et l'Autorité Concédante, ou le cas échéant les entreprises qui ont été chargées de réaliser les travaux, établissent des plans définitifs les plus précis possible après travaux.

🔗 *Le « plan définitif » désigne le plan après travaux : en moyenne échelle, une représentation précise du tracé des ouvrages sur le fond de plan géo référencé le plus précis disponible (cadastre, plan IGN...).*

Afin que le concessionnaire puisse assurer la mise à jour des bases de données technique et comptable dont il assure la gestion, l'**Autorité Concédante** remet au Concessionnaire la documentation décrite en annexe 1 à : 4 jours avant la déclaration de conformité préalable à la remise d'ouvrage (avec la PME0 : Possibilité de Mise en Exploitation de l'Ouvrage).

🔗 *Interlocuteurs destinataires des éléments : bureau d'exploitation de la Direction régionale de Bourgogne (adresse générique) ou plateforme e-plans.*

### ARTICLE 3 – COMMUNICATION DES PLANS A MOYENNE ECHELLE

Conformément au cahier des charges de concession, le Concessionnaire remet à l'Autorité Concédante une représentation cartographique à moyenne échelle des réseaux publics de distribution d'électricité présents sur le territoire de la concession, selon les modalités fixées au présent article.

#### 3.1 Nature des données communiquées par le Concessionnaire

Les données communiquées par le Concessionnaire au titre du présent article décrivent l'ensemble des ouvrages concédés en l'état des dernières mises à jour de leur représentation cartographique.

Les données portent sur les types d'ouvrages suivants :

- poste source,
- poste de distribution publique,
- armoire HTA,
- appareil de coupure aérien HTA,
- tronçon aérien HTA,
- tronçon souterrain HTA,
- tronçon aérien BT,
- tronçon souterrain BT.

La nature des données fournies est précisée en annexe 2 de la Convention.

La représentation à moyenne échelle des ouvrages des réseaux publics de distribution d'électricité est rattachée à des plans cadastraux ou à des plans IGN géo-référencés pour lesquels les droits d'usage doivent être respectés.

#### 3.2 Modalités de communication des données cartographiques fournies par le Concessionnaire

Les données sont fournies au format SHAPE (*par défaut*).

🔗 *Format à préciser en fonction de la demande de l'Autorité Concédante étant entendu que les formats autres que SHAPE ne comportent pas de données attributaires.*

*Les données mentionnées au 3.1 sont communiquées par le Concessionnaire sans fond de plan (hors format PDF).*

Les données sont transmises par CD-ROM, clé USB ou tout autre moyen adapté tel des plateformes de téléchargement (serveurs FTP) dès lors qu'il convient aux Parties.

Le Concessionnaire fournit gracieusement deux mises à disposition des données par an, à des dates convenues d'un commun accord entre les Parties [à préciser localement], ou à défaut, au 30 juin et au 31 décembre de chaque année.

Les frais liés à des mises à disposition supplémentaires sont, à la date de signature de la Convention, de : 356,61 euros HT + 1 euro par tranche de 10 km de réseaux (BT et HTA).

Ces montants font l'objet d'une actualisation au premier janvier de chaque année correspondant à l'évolution de l'indice des prix à la consommation au cours des douze derniers mois.

### **3.3 Démarche d'amélioration : modalités d'échanges entre l'Autorité Concédante et le Concessionnaire**

Lorsque l'Autorité Concédante signale au Concessionnaire d'éventuels écarts entre les plans qui lui ont été remis par le Concessionnaire et l'implantation réelle des ouvrages concédés, le Concessionnaire examine le bien fondé de ce constat et, le cas échéant, apporte les corrections nécessaires à la représentation cartographique des ouvrages concédés, puis en informe l'Autorité Concédante.

Lorsque les Parties conviennent que les écarts avérés sont significatifs, le Concessionnaire fournit, à titre gratuit, à la demande de l'Autorité Concédante, les données cartographiques mises à jour.

*Par défaut un total d'écarts en valeur absolue supérieur à [1 km] est considéré comme significatif*

Pour les échanges du présent article, les interlocuteurs de l'Autorité Concédante et du Concessionnaire sont précisés en tant que de besoin en annexe à la Convention ou par échange de courriers entre les Parties.

#### **ARTICLE 4 – OBLIGATIONS DE L'AUTORITE CONCEDANTE RELATIVES A L'USAGE ET LA DIFFUSION DES DONNEES TRANSMISES PAR LE CONCESSIONNAIRE**

La représentation au format numérique des ouvrages des réseaux publics de distribution d'électricité est fournie par le Concessionnaire à l'usage exclusif de l'Autorité Concédante, dans le cadre de ses missions d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité et des dispositions du cahier des charges de concession. Elle ne peut être ni reproduite, ni communiquée à des tiers, ni utilisée à des fins commerciales.

A titre dérogatoire, l'Autorité Concédante est autorisée à communiquer aux collectivités publiques du périmètre de la concession qui lui en font la demande, pour un usage non commercial, les données suivantes qui lui ont été transmises par le Concessionnaire :

- Le tracé du réseau public de distribution d'électricité avec, par tronçon :
  - le niveau de tension (HTA, BT),
  - le type (fil nu, torsadé, souterrain),
  - la section du conducteur,
  - la nature du conducteur,
  - la date de construction (si disponible).
- L'identification des remontées aéro-souterraines (RAS) ;
- La position des postes source HTB/HTA, avec leur nom, sans indication sur leur puissance ;
- La position des postes de distribution publique HTA-BT, avec leur nom, et le nom de leur commune d'implantation, sans indication sur leur puissance ;
- La position des postes clients (consommateurs ou producteurs) représentés par leurs symboles, sans nom signifiant ni indication sur leur puissance.

La communication de l'Autorité Concédante est accompagnée d'une mention :

- précisant que la représentation des ouvrages est rattachée à des plans cadastraux ou à des plans IGN géoréférencés dont le Concessionnaire a acquis le droit d'usage ;
- rappelant la date de dernière mise à jour de la cartographie communiquée ;
- invitant la collectivité publique à se rapprocher du Concessionnaire pour toute information actualisée sur le tracé ou la position d'un ouvrage.



Le Concessionnaire fait figurer la même mention lorsqu'il communique les données listées ci-dessus à des collectivités publiques du périmètre de la concession.

L'Autorité concédante informe le Concessionnaire de la communication à laquelle elle procède au titre du présent article, en précisant le cadre et les modalités de cette communication. Le Concessionnaire fait de même vis-à-vis de l'Autorité Concédante lorsqu'il est sollicité par une collectivité publique du périmètre de la concession.

En cas de non-respect par l'Autorité Concédante des obligations ci-dessus explicitées relatives à l'usage et la diffusion des données transmises, le Concessionnaire pourra, après une mise en demeure restée infructueuse plus d'un mois, résilier unilatéralement la Convention sous réserve d'en avoir informé au préalable l'Autorité Concédante par lettre recommandée avec accusé de réception.

## **ARTICLE 5 – DROITS DE PROPRIETE, D'USAGE ET DE DIFFUSION DES PLANS ET DONNEES CARTOGRAPHIQUES**

### **5.1 UTILISATION DES PLANS ET DONNEES CARTOGRAPHIQUES**

Chaque Partie autorise l'autre Partie à utiliser, reproduire et communiquer les plans et données cartographiques qu'elle lui transmet, dans le respect des modalités de la présente Convention, et sauf accord exprès et écrit de l'autre Partie, dans le strict cadre suivant :

- pour l'Autorité Concédante : au titre de sa mission de contrôle de la concession et de son activité de maîtrise d'ouvrage de travaux sur les ouvrages concédés énoncés à l'article L.2224-31 du Code général des collectivités territoriales ;
- pour le Concessionnaire : pour l'exercice exclusif de ses missions de gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité fixées à l'article L.322-8 du Code de l'énergie.

### **5.2 PRESTATAIRES**

Une Partie peut communiquer tout ou partie des plans et données cartographiques au format numérique à un prestataire auquel elle a recouru à partir du moment où celui-ci :

- respecte les mêmes engagements auxquels elle a souscrit au titre de la Convention, y compris l'engagement de confidentialité prévu à l'annexe 3 de la Convention ;
- intervient au titre des missions visées au point 5.1 du présent article.

## **ARTICLE 6 – RESPECT DES OBLIGATIONS DE CONFIDENTIALITE DES INFORMATIONS COMMERCIALEMENT SENSIBLES**

L'Autorité Concédante reconnaît avoir été pleinement informée par le Concessionnaire des obligations applicables aux informations commercialement sensibles (ci-après « ICS »), ainsi que des sanctions encourues en cas de violation desdites obligations, conformément aux dispositions prévues par les articles L.111-73 et L. 111-81 et R 111-26 à R 111-30 du Code de l'énergie.

C'est pourquoi l'Autorité Concédante :

- s'engage à ne pas effectuer de traitement des informations transmises par le Concessionnaire qui aboutirait au non-respect des obligations spécifiques relatives à la confidentialité des ICS ;
- s'engage à faire respecter les mêmes engagements à ses prestataires.

De même, le concessionnaire :

- s'engage à ne pas effectuer de traitement des informations transmises par l'Autorité Concédante qui aboutirait au non-respect des obligations spécifiques relatives à la confidentialité des ICS ;

- s'engage à faire respecter les mêmes engagements à ses prestataires

## **ARTICLE 7 – RESPONSABILITE**

### **7.1 UTILISATION DES PLANS ET DONNEES CARTOGRAPHIQUES**

Les Parties engagent leur responsabilité en cas d'utilisation, de reproduction ou de communication, par elles ou leurs prestataires, des plans et données cartographiques en dehors du cadre fixé par la Convention, la loi ou le règlement.

### **7.2 EXCLUSION DE RESPONSABILITE**

Les Parties prennent acte de ce que l'exactitude et l'exhaustivité des plans et données cartographiques ne peuvent être garanties.

De ce fait, une Partie ne peut pas rechercher la responsabilité de l'autre Partie fondée notamment sur le degré de fiabilité des plans et données au format numérique fournis dans le cadre de la Convention, en cas d'erreur, omission ou inexactitude.

## **ARTICLE 8 – DUREE ET SUIVI DE LA CONVENTION**

**La Convention prend effet à la date de sa signature par les Parties jusqu'au 31 décembre 2022.**

Les Parties conviennent de se rencontrer une fois par an afin de réaliser un retour d'expérience sur l'exécution de la Convention. A la demande de l'une des Parties, un compte-rendu de réunion sera rédigé et approuvé conjointement à cette occasion.

## **ARTICLE 9 – REGLEMENT DES LITIGES**

En cas de litige relatif à l'exécution et/ou à l'interprétation de la Convention, avant l'engagement d'une procédure judiciaire, la Partie la plus diligente saisira la Commission permanente de conciliation visée à l'article 50 du cahier des charges de concession, qui disposera d'un délai de deux (2) mois après saisine pour trouver un moyen d'accord.

En cas d'échec de la conciliation, l'une ou l'autre Partie pourra procéder à la résiliation de la Convention selon les modalités prévues à l'article 10 ans préjudice de leur possibilité d'ester en justice.

## **ARTICLE 10 – RESILIATION DE LA CONVENTION**

### **10.1 MODALITES DE RESILIATION**

En cas d'échec de la procédure de règlement des litiges visée à l'article 9 ci-dessus, chaque Partie a la faculté de résilier la Convention, sous réserve d'un préavis de quatre mois.

La Partie qui entend résilier la Convention doit adresser à l'autre Partie une notification écrite par lettre recommandée avec avis de réception.

La résiliation de la Convention par l'une des Parties, pour quel que motif que ce soit, n'ouvrira droit au versement d'aucune indemnité ou dommages-intérêts au bénéfice de l'autre Partie.

### **10.2 EFFETS DE LA RESILIATION**

L'Autorité Concédante conserve pour son usage exclusif, au titre de ses missions d'autorité organisatrice et de maîtrise d'ouvrage, les plans et données cartographiques communiqués par le Concessionnaire dans le cadre de la Convention.

**ARTICLE 11 – DIVERS**

La Convention est dispensée de droit de timbre et des formalités d'enregistrement.

Les notes de bas de page et l'annexe font partie intégrante de la Convention. Toutefois, celle-ci a valeur prédominante sur ses annexes en cas de contradiction.

Toute modification, tout changement ou amendement apporté à la Convention n'aura de force obligatoire que s'il est contractualisé par avenant écrit, formalisant l'accord des Parties.

En foi de quoi, les partenaires ont signé la Convention en deux exemplaires originaux.

Fait à Macon, le xx/xx/2021

**L'Autorité Concédante**

**Le Concessionnaire**

Jean SAINSON

XXXXXXXXXXXXXX

## **Annexe 1 : Documentation à la remise d'ouvrage**

**La documentation mentionnée à l'article 2 est composée des pièces**

**ci-après :**

- page de garde
- plan(s) de situation
- schéma(s) électrique(s) et repérage des ouvrages
- plan de découpage des folios
- mise à jour du tableau des terres avec les valeurs réelles mesurées après travaux
- mise à jour du tableau des conducteurs, quantités posées et déposées mises à jour en cas de modification du tracé pendant la phase de réalisation des travaux
- mise à jour du tableau de traçabilité des accessoires complété avec les références ; marques des accessoires ainsi que le nom de l'opérateur
- fiche poste avec le matériel constituant le poste construit (fabricant/modèle des cellules HTA, fabricant/modèle du tableau BT, fabricant/modèle des ILD)
- dans le cas de travaux concernant un ouvrage aérien, le plan validé conforme ou avec mention des modifications suite aux travaux,
- Plan Géoréférencé des Ouvrages Construits.

**Annexe 2 : Cartographie des ouvrages à moyenne échelle**

**Liste des données cartographiques communiquées par le Concessionnaire en moyenne échelle à l'Autorité Concédante (au format SHAPE)**

**Poste Source**

ATTRIBUT	DESCRIPTION
NOM	Nom du poste source = codification nationale RTE du poste source
LIBELLE_CO	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
SOMME_PUI	Puissance installée en MVA
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

**Poste électrique : cas des Postes de distribution publique**

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE GDO	Code GDO du Poste
NOM POSTE	Nom du poste = nom dit en clair Le nom des postes clients consommateurs et producteurs n'est pas renseigné
LIBELLE_CO	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
DATE_DE_CO	Date de construction
FONCTION_P	Fonctions du poste : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Inconnu</li> <li>• Distribution Publique</li> <li>• Client HTA</li> <li>• Distribution Publique - Client HTA</li> <li>• Répartition</li> <li>• Production</li> <li>• Transformation HTA/HTA</li> <li>• DP - Client HTA - Production</li> <li>• Client HTA - Production</li> </ul>

	DP – Production
T_DE_POSTE	Type du poste : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Inconnu</li> <li>• CH - Cabine Haute</li> <li>• CB - Cabine Basse</li> <li>• IM - En Immeuble</li> <li>• EN - En Terre</li> <li>• CC - Cabine De Chantier</li> <li>• UC - Urbain Compact</li> <li>• RC - Rural Compact</li> <li>• UP - Urbain Portable (PAC)</li> <li>• RS - Rural poste socle</li> <li>• DI - Divers</li> <li>• SA - Poste Au Sol Simplifié de Type A</li> <li>• SB - Poste Au Sol Simplifié de Type B</li> <li>• H6 - Poteau H61</li> <li>• PO - Poteau non H61</li> <li>• CS - Poste Rural Compact Simplifié</li> <li>• IE - Poste Urbain Intégré à son Environnement</li> </ul>
NB_TRANSFO	Nombre de transformateurs pour les postes HTA/BT <ul style="list-style-type: none"> <li>• Non renseigné pour les postes clients consommateurs et producteurs</li> </ul>
PUISSANCE_	Puissance des transformateurs installés (kVA) Non renseigné pour les postes clients consommateurs et producteurs
TELECOMMAN	Présence (oui/non) d'une télécommande des organes de coupure présents à l'intérieur du poste Non renseigné pour les postes clients consommateurs et producteurs
T_PROD_HTA	Type de production HTA si présence d'un producteur : <ul style="list-style-type: none"> <li>- Biogaz</li> <li>- Biomasse</li> <li>- Cogénération</li> <li>- Dispatchable</li> <li>- Déchets ménagers et assimilés</li> <li>- Eolien</li> <li>- Freinage régénératif</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Géothermie</li> <li>- Hydraulique</li> <li>- Inconnu</li> <li>- Photovoltaïque</li> <li>- Pile à combustible</li> <li>- Thermique fossile</li> </ul>
NB PROD BT	Nombre de producteurs BT
T_PROD_BT	Type de production BT si présence d'un producteur <ul style="list-style-type: none"> <li>- Biogaz</li> <li>- Biomasse</li> <li>- Cogénération</li> <li>- Dispatchable</li> <li>- Déchets ménagers et assimilés</li> <li>- Eolien</li> <li>- Freinage régénératif</li> <li>- Géothermie</li> <li>- Hydraulique</li> <li>- Inconnu</li> <li>- Photovoltaïque</li> <li>- Pile à combustible</li> <li>- Thermique fossile</li> </ul>
PBT INF 36	Nombre de producteurs BT <= 36 kva
PBT SUP 36	Nombre de producteurs BT > 36 kva
CLI INF 36	Nombre de clients <= à 36 kva
CLI SUP 36	Nombre de client > à 36 kva
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

**Armoire HTA**

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO de l'armoire
NOM ARMOIRE	Nom de l'armoire

LIBELLE_CO	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
DATE INSTALL	Date d'installation
TYPE	<b>Type d'armoire :</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Manuelle</li> <li>• Manuelle à 3 interrupteurs</li> <li>• Manuelle avec dérivation</li> <li>• Télécommandée</li> <li>• Télécommandée à 3 interrupteurs</li> <li>• Manuelle à 4 interrupteurs</li> <li>• Télécommandée à 4 interrupteurs</li> </ul>
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

#### Appareil de coupure aérien HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO
LIBELLE_CO	
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
DATE INSTALL	Date d'installation
AUTOMAT_1	Caractérise le type d'automatisme
AUTOMAT_2	Caractérise le type d'automatisme
AUTOMAT_3	Caractérise le type d'automatisme
TELECOMMAN	Présence d'une télécommande (oui/non)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

#### Remontée aéro souterraine BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
RAS BT	Oui
Libelle_Co	Nom de la commune



Code_insee	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

### Remontée aérosouterraine HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE GDO	Code Gdo de la remontée Aérosouterraine HTA
RAS HTA	Oui
Libelle_Co	Nom de la commune
Code_insee	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

### Tronçon aérien HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
NOM_DEPART	Nom du départ
DATE_DE_CO	Date de construction (si disponible)
TYPE_LIGNE	Aérien, Torsadé (nota : Aérien = nu)
NATURE_MET	AM, AL, CU
SECTION_PH	En mm <sup>2</sup>
LONGUEUR_E	Longueur électrique sur la ou les communes traversées (en mètre)
PDV	Quand Tronçon Aérien HTA traité PDV = PDV
NOM_COMMUN	Nom(s) de la (des) commune(s)
Code_insee	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

### Tronçon souterrain HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
NOM_DEPART	Nom du départ
DATE_DE_CO	Date de construction (si disponible)
TYPE_LIGNE	Souterrain, Sous-marin, En-galerie

NATURE_MET	AM, AL, CU
SECTION_PH	En mm <sup>2</sup>
LONGUEUR_E	Longueur électrique sur la ou les communes traversées (en mètre)
NOM_COMMUN	Nom(s) de la (des) commune(s)
Code_insee	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)

#### Tronçon aérien BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
DATE_DE_CO	Date de construction (si disponible)
TYPE_LIGNE	Aérien, Torsadé (nota : Aérien = nu)
NATURE_MET	AM, AL, CU
SECTION_PH	En mm <sup>2</sup>
LONGUEUR_E	Longueur électrique sur la ou les communes traversées (en mètre)
Nom_Commune	Nom(s) de la (des) commune(s)
Code_insee	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

#### Tronçon souterrain BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
DATE_DE_CO	Date de construction (si disponible)
TYPE_LIGNE	Souterrain, Sous-marin, En-galerie
NATURE_META L	AM, AL, CU
SECTION_PHA SE	En mm <sup>2</sup>
LONGUEUR_E	Longueur électrique sur la ou les communes traversées (en mètre)
Nom_Commune	Nom(s) de la (des) commune(s)
Code_insee	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)

#### Dipôle Source BT

**La nature des isolants des câbles n'étant pas enregistrée dans SIG, elle a été évaluée avec la date de construction.**

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE GDO	Code GDO du Dipole Source
COEF_UTIL	Coefficient d'utilisation du transformateur
P_CPI_AL	Pourcentage de CPI AL sur le dipôle source (entre 1946 et 1969)
P_CPI_CU	Pourcentage de CPI CU sur le dipôle source (entre 1946 et 1969)
P_1946_AL	Pourcentage de Câble 1946 AL sur le dipôle source
P_1946_CU	Pourcentage de Câble 1946 CU sur le dipôle source
P_NP	Pourcentage de Neutre Périphérique sur le dipôle source (entre 1970 et 1976 )
P_AUTRES	Pourcentage de Câbles Autres (> 1976)
Nom_Commune	Nom(s) de la (des) commune(s)
Code_insee	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

#### Départ BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE GDO	Code GDO du Départ BT
INT_MAX	Intensité MAX
DU/U MAX	Contrainte Tension max sur le départ
CHUTE TENS	Chute de tension totale
PMAX ADM T	Puissance max Admissible en tête de Départ
LONG TOT D	Longueur Totale du Départ
Nom_Commune	Nom(s) de la (des) commune(s)
Code_insee	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

#### Départ HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE GDO	Code GDO du Départ HTA
NOM_DEPART	Nom du départ

P de PC	Pourcentage de câble avec isolant PC
P de PM	Pourcentage de câble avec isolant PM
P de PP	Pourcentage de câble avec isolant PP
P de PU	Pourcentage de câble avec isolant PU
P de S3	Pourcentage de câble avec isolant S3
P de S6	Pourcentage de câble avec isolant S6
P de SC	Pourcentage de câble avec isolant SC
P de SO	Pourcentage de câble avec isolant SO
P de SR	Pourcentage de câble avec isolant SR
P de SE	Pourcentage de câble avec isolant SE
Nom_Commune	Nom(s) de la (des) commune(s)
Code_insee	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

### Jonction HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE GDO	Code Gdo de la jonction HTA
Libelle_Co	Nom de la commune
Code_insee	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

### Connexion HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE GDO	Code Gdo de la connexion HTA
Libelle_Co	Nom de la commune
Code_insee	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

**Postes électriques : cas des Postes de Répartition**

ATTRIBUT	DESCRIPTION
NOM_DU_POS	Nom du poste de répartition
DATE_DE_CO	Date de construction
FONCTION_P	Fonction du Poste
TYPE_DE_PO	Type de Poste
Libelle_Co	Nom de la commune
Code_insee	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

**Postes électriques : cas des Postes Client – Producteur HTA**

ATTRIBUT	DESCRIPTION
DATE_DE_CO	Date de construction
FONCTION_P	Fonction du Poste
TYPE_DE_PO	Type de Poste
TYPE_DE_PR	Type de Production HTA
Libelle_Co	Nom de la commune
Code_insee	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

En complément, les données cartographiques communiquées identifieront à titre indicatif les raccordements réalisés dans le cadre de l'article L.332-15 du code de l'urbanisme, avec les éléments suivants :

### Raccordement aérien BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
Date_de_co	Date de construction
Longueur_s	Longueur électrique (en mètre)
Nature_de_	AM, AL, CU
Section_f	En mm <sup>2</sup>
Nom_Commune	Nom(s) de la (des) commune(s)
Code_insee	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

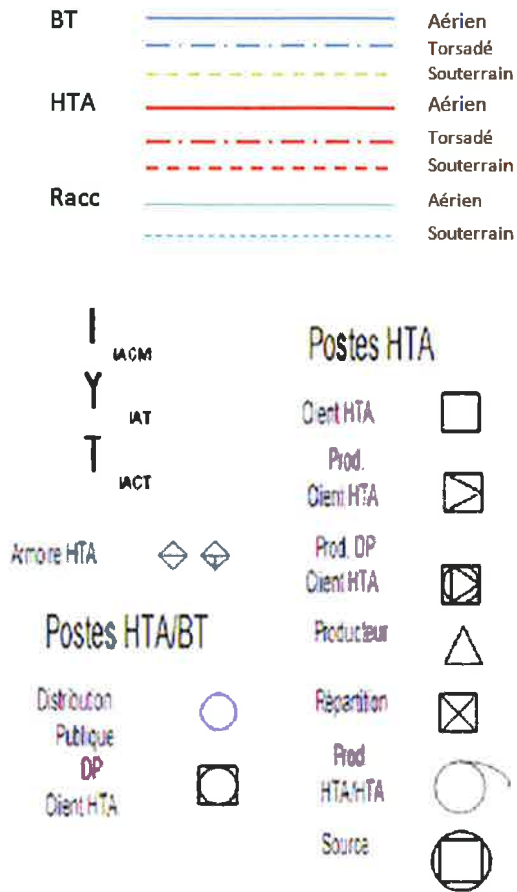
### Raccordement souterrain BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
Date_de_co	Date de construction
Longueur_s	Longueur électrique (en mètre)
Nature_de_	AM, AL, CU
Section_f	En mm <sup>2</sup>
Nom_Commune	Nom(s) de la (des) commune(s)
Code_insee	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

### Représentation des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité à moyenne échelle

A titre indicatif, les symboles utilisés par le Concessionnaire dans son système d'information géographique sont les suivants :

Pour le format SHAPE :



& A mettre à jour si la communication est au format DXF

### Annexe 3 : Acte d'engagement

#### CONDITIONS D'UTILISATION DES DONNEES NUMERIQUES GEOGRAPHIQUES ISSUES DE LA BASE DE DONNEES DU CONCESSIONNAIRE ENEDIS PAR UN PRESTATAIRE DE SERVICE

Le fichier informatique de données géographiques numériques ci-après défini est issu de la Base de Données d'Enedis \_\_\_\_\_

Il est mis à la disposition par ... (Nom de l'autorité concédante ou de l'Unité territoriale d'Enedis)

\_\_\_\_\_ (adresse)

**Ci-après désigné : « l'Autorité Concédante » (ou « Enedis »)**

à : ... (Nom du prestataire)

\_\_\_\_\_ (adresse)

**Ci-après désigné : « le prestataire »**

\_\_\_\_\_

Les spécifications techniques du fichier ont été communiquées par l'Autorité Concédante (ou Enedis) au prestataire avant la signature du présent acte d'engagement.

Ce fichier est communiqué au prestataire en son état de précision existant.

L'Autorité Concédante (ou Enedis) ne garantit en aucune façon la fiabilité et la précision dudit fichier, le prestataire renonce par conséquent à tout recours fondé sur ce degré de précision ou de fiabilité.

Le prestataire s'engage à ne conserver les données, sous toute forme et sous tout support, pour autant que l'utilisation de ces données soit strictement liée à l'objet du contrat de prestations.

Le prestataire s'interdit tout autre usage des données.



Envoyé en préfecture le 11/06/2021

Reçu en préfecture le 11/06/2021

Affiché le 11/06/2021

ID : 071-257102582-20210603-CS21\_041-DE

Le prestataire s'interdit également toute divulgation, communication, mise à disposition de ces données à des tiers, sous toute forme et pour quelque motif que ce soit, sans l'autorisation expresse de l'Autorité Concédante commanditaire (ou : Enedis).

Le prestataire s'engage à détruire les données qu'il n'aurait pas eu à restituer à l'Autorité Concédante (ou : ENEDIS) pour quelque motif que ce soit, dans le cadre de l'exécution du contrat de prestation.

Fait à \_\_\_\_\_, le \_\_\_\_\_

(Qualité du prestataire pour une personne morale)

**L'Autorité Concédante tiendra à la disposition d'Enedis une copie de cet acte d'engagement signé avant toute mise à disposition des données numériques au prestataire.**

Envoyé en préfecture le 11/06/2021

Reçu en préfecture le 11/06/2021

Affiché le 11/06/2021

ID : 071-257102582-20210603-CS21\_041-DE



## **CONVENTION DE PARTENARIAT**

### **POUR LA TRANSITION ENERGETIQUE**

**ENTRE**

**LE SYNDICAT DEPARTEMENTAL ENERGIE  
SAONE-ET-LOIRE**

**ET**

**ENEDIS**

Entre les soussignés :

**Le Syndicat Départemental d'Énergie Saône-et-Loire (SYDESL)**, autorité organisatrice du service public du développement et de l'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés sur le territoire de la Saône-et-Loire, faisant élection de son domicile à son siège social, 200 Bd de la Résistance à MACON, représenté par son Président, **M. Jean SAINSON**, dûment habilité par délibération du CS \_\_\_\_\_ en date du \_\_\_\_/\_\_\_\_/\_\_\_\_.

Ci-après désignée « **le SYDESL** » ou l'**AODE**,

**D'une part,**

Et

**Enedis**, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles 92079 Paris La Défense, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par **M. Robert POGGI**, Directeur Régional Bourgogne, dûment habilité à cet effet et faisant élection de domicile au 65, rue de Longvic - BP 40429 - 21004 DIJON CEDEX ;

Ci-après désigné « **Enedis** »

**D'autre part**

**Ci-après collectivement désignées « les Parties » ou individuellement une « Partie »**

# 1. Table des matières

Préambule .....

ARTICLE 1 : Objet de la Convention .....

ARTICLE 2 : Définitions des axes de travail prioritaires par les parties .....

ARTICLE 3 : L'accompagnement de la transition énergétique par l'aide à une meilleure consommation

3.1. Mieux connaître sa consommation d'électricité est une première étape pour mieux consommer.

3.2. Cibler les programmes d'actions des territoires sur les zones les plus énergivores et évaluer l'efficacité des programmes d'efficacité énergétique engagés.....

ARTICLE 4 : L'accompagnement pour offrir un service de qualité dans la lutte contre la précarité énergétique .....

4.1. Identifier des zones de précarité énergétique en partenariat avec le Conseil départemental de Saône-et-Loire et/ou d'autres acteurs de la lutte contre la précarité énergétique sur le territoire .....

4.2. Sensibiliser à la maîtrise de l'énergie pour le public cible du PIG ou de tout programme équivalent « Bien vivre son logement » et du programme de l'ANAH « Habiter mieux » ou équivalent.

ARTICLE 5 : Le développement et la planification de la production d'électricité renouvelable et l'accompagnement des projets d'urbanisme .....

5.1. Accompagner le développement de l'autoconsommation d'électricité.....

5.2. Simuler le raccordement d'une installation de production sur le réseau basse tension grâce au simulateur de raccordement .....

5.3. Anticiper l'impact d'un projet de production (supérieur à 36 KVA) sur le réseau public de distribution .....

5.4. Accompagner les demandes de raccordement des producteurs d'électricité d'origines renouvelables sur le réseau.....

5.5. Accompagner les projets d'aménagement et d'urbanisme .....

ARTICLE 6 : Le développement de la mobilité électrique.....

ARTICLE 7 : L'accompagnement des Plans Climats Air Energie Territoriaux.....

ARTICLE 8 : Suivi du partenariat et organisation sur les différents axes de collaboration.....

ARTICLE 9 : Conditions techniques et financières .....

ARTICLE 10 : Communication .....

ARTICLE 11 : Durée de la convention .....

ARTICLE 12 : Résiliation .....

ARTICLE 13 : Règlement des litiges.....

## Préambule

La transition énergétique est au cœur des débats de la COP et de la politique française. Cette transition constitue un enjeu majeur des prochaines décennies et se réalisera au travers d'actions qui auront des incidences sur les modes de vie des habitants au niveau des déplacements, du développement du numérique, de l'optimisation de la consommation et de la production d'énergie locale, de la sobriété des consommations énergétiques de la collectivité ou des citoyens qui la composent. Pour y arriver, les chemins sont multiples, divers, et doivent être adaptables car la société évolue. Nous devons pouvoir saisir les opportunités qui se présenteront pour être au cœur de l'évolution, que celle-ci soit numérique, sociétale, ou urbanistique.

Enedis, gestionnaire du Réseau Public de Distribution d'Electricité et concessionnaire de ce réseau en vertu du contrat de concession en date du 4 décembre 1992, est au cœur des enjeux de la transition énergétique. En effet, à titre d'exemple, 95 % des énergies renouvelables sont connectées au réseau public de distribution d'électricité, qui s'adapte aux nouveaux usages de consommation, tels que la recharge des véhicules électriques ou encore l'autoconsommation.

Dans le même temps et en parallèle de ces évolutions dans les modes de consommation et de production, Enedis garantit une solidarité territoriale en lien avec une optimisation nationale du réseau de distribution et est au cœur des enjeux d'innovation, qu'il s'agisse entre autres du déploiement des compteurs Linky ou de la quinzaine de démonstrateurs Smart-Grids qu'elle pilote.

Le Syndicat Départemental d'Energie Saône-et-Loire (SYDESL), créé en 1947 en tant que syndicat mixte fermé, regroupe les 565 communes du département. Ses principales missions consistent à assurer la Maîtrise d'Ouvrage des travaux d'électrification rurale, d'Eclairage Public et de télécommunication. Le SYDESL contrôle également ses concessions électriques et gazières et conduit de nombreuses actions d'utilisation rationnelle de l'énergie (URE): il est pilote en matière de maîtrise de la demande en énergie (MDE micro) et de diagnostics énergétiques communaux en éclairage public, auxquelles s'ajoutent les économies d'énergie, les énergies renouvelables et la lutte contre la précarité énergétique.

Cette convention de partenariat décrit la façon dont le SYDESL et Enedis souhaitent collaborer, de manière souple, innovante. Les domaines de collaboration qui seront par la suite identifiés feront, pour certaines d'entre elles, l'objet de déclinaisons opérationnelles. Ces domaines sont multiples et constituer des moments de rencontres privilégiés entre Enedis et les acteurs du développement territorial.

L'objectif de cette nouvelle convention est d'inscrire l'accompagnement à la transition énergétique proposé par Enedis et le SYDESL dans le temps et de se donner les possibilités d'intégrer les futures évolutions liées aux usages.

Le présent partenariat entre Enedis et le SYDESL est ainsi le marqueur d'un territoire en mouvement en pleine adaptation à la transition énergétique.

**Ceci exposé, il a été convenu ce qui suit :**

## **ARTICLE 1 : Objet de la Convention**

La présente convention (ci-après « Convention ») a pour objet de définir et d'organiser le partenariat entre Enedis dans le cadre et les limites de ses missions de GRD et le SYDESL conformément aux axes de travail identifiés ci-après. Il s'agit également d'ouvrir les échanges sur ces champs d'action et de favoriser l'émergence de nouvelles collaborations en lien avec les acteurs concernés.

## **ARTICLE 2 : Définitions des axes de travail prioritaires par les parties**

Le SYDESL et Enedis s'engagent sur la construction et le développement de collaborations dans les domaines suivants :

- L'accompagnement de la transition énergétique par l'aide à une meilleure consommation ;
- L'accompagnement pour offrir un service de qualité dans la lutte contre la précarité énergétique ;
- Le développement et la planification de la production d'électricité renouvelable et l'accompagnement des projets d'urbanisme ;
- Le développement de la mobilité électrique ;
- L'accompagnement des Plans Climat Air Energie Territoriaux.

Chaque axe fait l'objet d'un contenu détaillé ci-dessous avec une description des solutions proposées par les Parties. Chaque axe fera l'objet d'un calendrier de mise en œuvre des solutions opérationnelles.

## **ARTICLE 3 : L'accompagnement de la transition énergétique par l'aide à une meilleure consommation**

Le SYDESL et Enedis portent une attention particulière à la maîtrise de la demande d'énergie et à la bonne réduction des consommations. Chaque partie dispose d'informations et des services essentiels pour diagnostiquer, cibler, inciter et évaluer les actions d'économie d'énergie.

Dans le cadre de sa mission « Maîtrise de la demande en énergie » (MDE), le SYDESL souhaite accompagner les collectivités dans le suivi énergétique de leur patrimoine. Le SYDESL adhère déjà à un dispositif de suivi des bâtiments mais souhaite étudier l'opportunité d'intégrer les données de consommation des communes adhérentes à ce service.

Les parties souhaitent ainsi travailler de manière coordonnée afin de :

- réaliser des diagnostics de consommation pour identifier des zones où pourraient être engagées des actions de maîtrise de la demande en énergie,
- cibler les programmes d'actions des territoires sur les zones les plus énergivores,
- évaluer la pertinence des programmes d'efficacité énergétique engagés (suivi de performance, tableau de bord),
- inciter à des comportements plus vertueux pour « mieux consommer ».

### **3.1. Mieux connaître sa consommation d'électricité est une première étape pour mieux consommer.**

Les tableaux de bord permettent de suivre l'évolution de la consommation, contribuent à cibler les programmes d'actions pertinents pour réduire les consommations et à évaluer l'efficacité des actions engagées.

A des fins de diagnostic et de mise en œuvre de l'action publique en faveur de la transition énergétique, ils peuvent aussi couvrir la consommation de plusieurs acteurs, en décrivant la consommation d'un territoire, échelle géographique qui va du bâtiment à la région administrative, dans le respect des règles de protection des données en vigueur.

- Afin d'effectuer cette première étape, Enedis et le SYDESL s'engagent à organiser un atelier de présentation des données disponibles avec les conseillers en énergie partagée et les communes qui souhaitent s'engager dans une démarche de maîtrise de leur consommation d'énergie.
- Ces ateliers permettront d'identifier les services de souscriptions pertinents pour les usages souhaités par le SYDESL. Enedis accompagnera le syndicat dans la souscription des services identifiés à la suite de ces ateliers.
- Ce type d'atelier sera également l'occasion pour les conseillers en énergie partagée et Enedis de présenter l'Espace Collectivité Locale mis à disposition par le gestionnaire de réseau et sur lequel les collectivités peuvent accéder à plusieurs informations et services. Enedis tiendra le SYDESL informé dès que possible des différentes évolutions prévues sur l'Espace Collectivité Locale (<https://www.enedis.fr/collectivite-locale>).

### **3.2. Cibler les programmes d'actions des territoires sur les zones les plus énergivores et évaluer l'efficacité des programmes d'efficacité énergétique engagés.**

La mise à disposition de données de consommation et de production agrégées sur des tableaux de bord permet de repérer les zones les plus énergivores et de cibler les programmes d'action publique en faveur de l'efficacité énergétique. Le suivi des consommations et productions dans le temps, grâce aux données fournies par Enedis, permet au client compétent d'évaluer l'effet des programmes d'amélioration de la performance énergétique qu'elle a engagés.

- Pour les bâtiments publics gérés par le SYDESL, ce dernier peut accéder aux données de consommation quotidiennes sur son Espace Collectivité Locale. Le SYDESL peut également accéder aux historiques de consommation de ses points de livraison :
  - l'historique des consommations, répartis par postes horaires, sur une période de 24 mois
  - l'historique des index quotidiens répartis par postes horaires et des puissances maximales quotidiennes sur la période souhaitée de 36 mois maximum
  - l'historique de courbe de charge du PRM sur la période souhaitée, de 24 mois maximum, pour les points pour lesquels l'enregistrement et la collecte de la courbe de charge ont été activés.
- A la demande du SYDESL, Enedis fournira, pour les bâtiments inscrits dans le cadre d'un programme de rénovation, un agrégat annuel des consommations de l'ensemble des Points de Référence et Mesures par bâtiments ciblés, dans le respect des règles d'anonymisation, avec la plus grande profondeur historique disponible, avec un minimum de deux ans.
- Dans le cadre du renouvellement du contrat de concession et considérant le programme d'accompagnement développé par le SYDESL pour un suivi du patrimoine des communes adhérentes au service, Enedis propose au SYDESL de travailler sur des mises à disposition de données plus spécifiques tel que le « Service de mise à disposition de données de mesures énergétiques

quotidiennes » avec des données de mesures énergétiques quotidiennes fines (consommation, courbes de charge) à différentes mailles (agrégées ou individuelles), sur des périmètres géographiques standard ou sur mesure.

- ⇒ Les modalités de cet accompagnement seront définies dans une convention spécifique signée simultanément avec la convention cadre, sous réserve de validation nationale (cette solution étant expérimentale).
  - ⇒ Le SYDESL associera Enedis dans la communication qu'il fera de ces données aux collectivités concernées, et réalisera conjointement avec Enedis un retour d'expérience.
- Enedis se propose de mettre à disposition du SYDESL le service de donnée et d'alerting « Mon Eclairage Public ». L'éclairage public est un enjeu fort pour les collectivités, c'est pourquoi, Enedis met à disposition un service d'alerte pour détecter les anomalies d'éclairage public en exploitant les données quotidiennes collectées grâce aux compteurs Linky.
- ⇒ Chaque nuit, les données de consommation de tous les points d'éclairage public équipés de compteurs Linky sont remontées puis analysées le matin par le système d'information d'Enedis. La consommation d'une journée à l'autre étant similaire pour l'éclairage public, toute rupture à la baisse ou à la hausse est ainsi identifiée. La collectivité est informée d'une suspicion d'anomalie dès le lendemain matin via une alerte mail. À travers un site internet dédié, la collectivité peut géo-localiser, analyser, paramétrer et suivre simplement l'ensemble de ses alertes.

## **ARTICLE 4 : L'accompagnement pour offrir un service de qualité dans la lutte contre la précarité énergétique**

Le SYDESL porte également une attention toute particulière à la lutte contre la précarité énergétique sur le territoire en participant à plusieurs fonds permettant de subventionner des actions de rénovations énergétiques de logements de particuliers. Le SYDESL s'inscrit pleinement dans le programme « Habiter mieux » porté par l'Agence Nationale de l'Habitat (ANAH). En outre, le SYDESL participe également au fonds départemental géré par la société Procivis permettant d'avancer des aides financières et subventions aux ménages éligibles au Programme d'Intérêt Général (PIG) « Bien vivre dans son logement » dont l'objectif est de lutter contre la précarité énergétique dans l'habitat privé.

Au cœur du territoire, Enedis est concernée au quotidien par la précarité énergétique par plusieurs aspects. Les agents sont en première ligne (relève, coupures) suite aux demandes de déplacement pour impayés à l'initiative des fournisseurs et sont confrontés aux situations sociales difficiles des personnes concernées.

Dans le cadre du renouvellement du contrat de concession, le SYDESL et Enedis souhaitent développer leur collaboration dans cette lutte contre la précarité énergétique, en lien avec les acteurs locaux de la précarité.

### **4.1. Identifier des zones de précarité énergétique en partenariat avec le Conseil départemental de Saône-et-Loire et/ou d'autres acteurs de la lutte contre la précarité énergétique sur le territoire**

Enedis et le SYDESL souhaitent, en partenariat avec le Conseil Départemental de Saône-et-Loire, mettre en place une procédure visant à faciliter l'identification des personnes en situation de précarité énergétique pour mieux faciliter le travail d'accompagnement de ces personnes par l'AODE et à identifier les pistes d'actions prioritaires pour cet accompagnement. Ce projet pourra, le cas échéant,



être mené avec tout autre acteur de la lutte contre la précarité énergétique identifié sur le territoire (à titre d'exemple : Habitat 71) dans le cadre d'un conventionnement à définir (cf. infra).

□ Enedis propose au SYDESL, dans le cadre d'une convention avec le Conseil départemental, au la remise d'un rapport sur la précarité énergétique du territoire ainsi que des projections géographiques permettant d'identifier les zones concernées.

- ⇒ Une convention spécifique sera signée entre le SYDESL, le Conseil Départemental et Enedis.
- ⇒ Dans le cadre de cette convention, Enedis tiendra informé le SYDESL des évolutions liées à la solution permettant de diagnostiquer le territoire en matière de précarité énergétique.

#### **4.2. Sensibiliser à la maîtrise de l'énergie pour le public cible du PIG ou de tout programme équivalent « Bien vivre son logement » et du programme de l'ANAH « Habiter mieux » ou équivalent.**

Enedis et le SYDESL pourront, s'ils le jugent pertinents dans le cadre des programmes d'accompagnement des foyers en situation de précarité énergétique, proposer des opérations de communication auprès des habitants sur les nouveaux compteurs communicants Linky.

- ⇒ Les modalités de cet accompagnement pourront être décrites dans une convention spécifique, le cas échéant.

### **ARTICLE 5 : Le développement et la planification de la production d'électricité renouvelable et l'accompagnement des projets d'urbanisme**

Dans un contexte de baisse du coût complet de production des énergies renouvelables et d'augmentation progressive du prix de l'électricité (TRV), le développement de la production d'électricité d'origine renouvelable s'accélère. Enedis accompagne ce développement des énergies renouvelables en agissant sur plusieurs aspects.

#### **5.1. Accompagner le développement de l'autoconsommation d'électricité**

En associant consommateurs et producteurs autour d'un projet de production locale, l'autoconsommation facilite l'intégration des énergies renouvelables dans les territoires.

Le SYDESL et Enedis accompagnent la mise en œuvre des projets d'autoconsommation individuelle et collective et propose d'ores et déjà des solutions avec :

- pour l'autoconsommation individuelle, un cadre contractuel simplifié adapté à chaque situation (vente d'un surplus ou autoconsommation sans injection de surplus), l'installation d'un compteur communicant (réduction des coûts de raccordement notamment) ou encore des offres de raccordement adaptées.
- pour l'autoconsommation collective, Enedis a développé une solution s'appuyant sur les compteurs communicants, qui permet la mise en œuvre d'opération d'autoconsommation collective. Cette solution s'adapte à diverses situations : lotissement, copropriété, OPHLM, ensemble tertiaire ou commercial, « coopérative » de production ou des cas mixtes : résidentiels, tertiaires. Sur la base des relevés mensuels des courbes de charge des consommateurs et producteurs participants et des coefficients de répartition de la production communiqués par la personne morale, Enedis propose une solution de calcul mensuel des

données nécessaires à la mise en œuvre de l'opération (part de production affectée à chaque consommateur, part autoconsommée, fourniture de complément, surplus collectif éventuel) et les met à disposition des différentes parties prenantes (personne morale, fournisseur(s), responsable(s) d'équilibre, ...).

Enedis et le SYDESL souhaitent travailler à l'identification de potentiels projets en autoconsommation collective sur le territoire. Une attention particulière sera portée aux territoires à énergie positive du département.

Enedis proposera, le cas échéant, des retours d'expérience au SYDESL sur la mise en œuvre opérationnelle d'opérations d'autoconsommation collective dans une logique de « partage des bonnes pratiques », sous réserve d'acceptation du porteur de projet.

Le SYDESL souhaite obtenir des informations précises sur les projets d'autoconsommation collective sur le territoire de la concession (nom du porteur de projet, puissance, localisation).

Ce type d'informations pouvant être qualifiées de données personnelles et/ou d'informations commercialement sensibles, leur transfert ne pourra être réalisé qu'à la condition d'avoir l'accord exprès du client concerné. Ainsi, Enedis ne pourra communiquer ces informations que sous réserve d'obtention d'un mandat explicite de la part du porteur de projet autorisant le SYDESL à recevoir les informations demandées à Enedis. Sans mandat de la part du client porteur du projet, de telles informations ne pourront être communiquées au SYDESL.

## ***5.2. Simuler le raccordement d'une installation de production sur le réseau basse tension grâce au simulateur de raccordement***

Le raccordement peut représenter une part significative de l'investissement dans les nouveaux moyens de production d'énergie renouvelable et les nouveaux types d'usage. Enedis offre des solutions pour en réduire le coût et les délais.

L'outil « simulateur de raccordement BT » mis à disposition par Enedis a pour objectif de permettre à l'AODE et aux porteurs de projet de tester en ligne le niveau de simplicité d'un raccordement au réseau basse tension (BT). Il permet de simuler le raccordement de plusieurs points sur le réseau BT, et ceci pour toute la gamme de puissance compatibles avec un raccordement sur ce niveau de tension. Ces points peuvent être de consommation, de production ou d'autoconsommation (comme par exemple, un logement individuel, une installation photovoltaïque ou une borne de recharge de véhicule électrique).

Il fournit ainsi un premier niveau d'analyse pour aider le porteur de projet à affiner la future demande de raccordement au réseau (comme par exemple, la possibilité de comparer différents emplacements de raccordement afin de valider la faisabilité technique et économique d'un futur projet d'aménagement). Les résultats du simulateur font l'objet d'un rapport au format PDF qui reprend les principaux éléments de l'étude électrique afin d'accélérer par la suite les échanges avec les interlocuteurs Enedis lors de la demande de raccordement.

Dans le cadre du renouvellement du contrat de concession, Enedis et le SYDESL pourront élaborer un atelier numérique avec les conseillers en énergie partagée et les communes afin de tester le simulateur de raccordement en basse tension.

### **5.3. Anticiper l'impact d'un projet de production (supérieur à 36 KVA) sur le réseau public de distribution**

Enedis, en sa qualité de gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, a pour mission, au titre de l'article L.322-8 du code de l'énergie, « d'assurer dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires » (4°), l'accès au réseau public de distribution (RPD), et doit, à cette fin, « fournir aux utilisateurs des réseaux, les informations nécessaires à un accès efficace » (5°) au RPD. Enedis accompagne dans ce cadre tout porteur de projet en réalisant à sa demande une première estimation générale des impacts de son projet d'implantation de sites d'installation de production d'énergies renouvelables sur le réseau.

L'objectif de cet accompagnement est de mettre à disposition du porteur de projet les informations lui permettant de faciliter et de confirmer sa décision d'investissement en obtenant une première estimation des contraintes liées aux capacités des réseaux de distribution d'électricité, au regard notamment des travaux qui s'avèreraient nécessaires (renforcement, extension, déplacement d'ouvrage...).

Enedis met notamment à la disposition des porteurs de projet une solution leur permettant d'obtenir une évaluation de l'impact de leur projet sur le réseau public de distribution :

- Les demandes anticipées de raccordement (prestation payante) permettent d'appréhender les coûts et délais de raccordement pour les projets avec une puissance de raccordement supérieure à 36 kVa ou en HTA.

Enedis étudie actuellement une solution expérimentale, CAP'TEN et souhaite en faire bénéficier le SYDESL dès que possible, afin de fournir une cartographie des capacités du réseau, pour permettre aux collectivités de croiser ces données avec (par exemples) :

- Des solutions de cadastre solaire (indiquant le potentiel photovoltaïque des zones)
- Des projets d'installation d'Infrastructure de Recharge des Véhicules Electriques.

Ce croisement permet de sélectionner les zones les plus pertinentes pour étudier ensuite plus précisément l'impact de projets via des outils plus ciblés (analyse d'impact) ou réaliser des simulations de raccordement avant d'initier un processus de raccordement.

Cette solution actuellement expérimentale pourra être utilisée prioritairement par le Syndicat courant 2022. En attendant cette solution, Enedis s'engage à conventionner la mise en œuvre d'une expérimentation courant 2021 avec le SYDESL pour mettre à disposition les fichiers « *shape* » des capacités réseau actuelles.

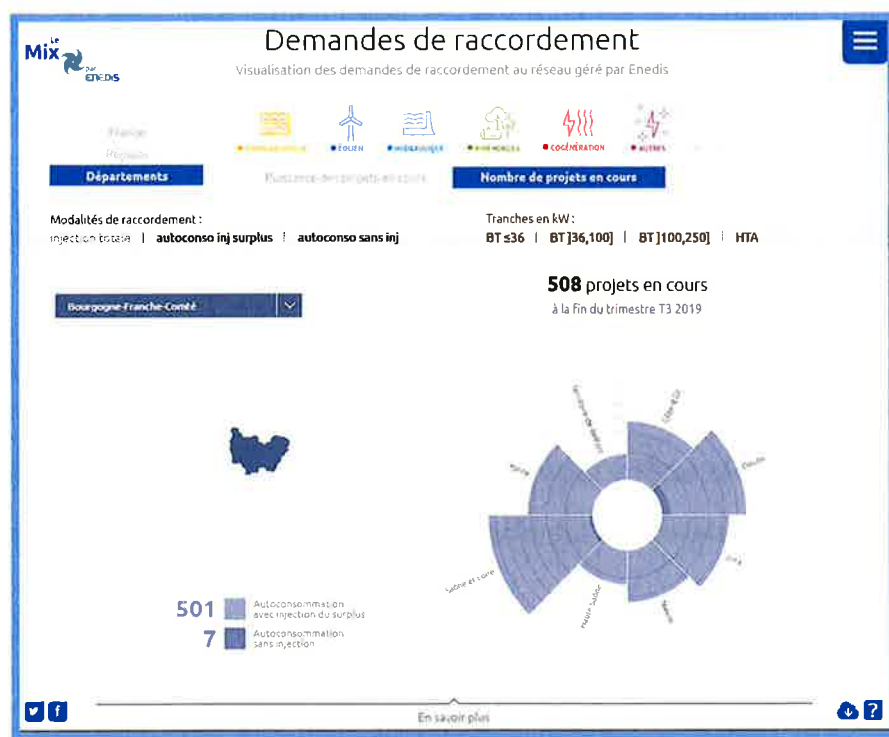
### **5.4. Accompagner les demandes de raccordement des producteurs d'électricité d'origines renouvelables sur le réseau**

95% des installations de production d'origine renouvelable sont raccordées au réseau public de distribution. Conformément au cahier des charges, Enedis assure notamment la maîtrise d'ouvrage de ces raccordements sur le territoire du SYDESL.

Le SYDESL souhaite pouvoir intervenir dans les projets de développement des énergies renouvelables en proposant un accompagnement spécifique au porteur de projet. A ce titre, le SYDESL s'engage à orienter les projets vers Enedis et son service compétent. Le SYDESL, sur mandat du porteur de projet, pourra réaliser les démarches auprès d'Enedis directement.

Enedis met à la disposition de tous, en open data, les informations concernant le parc de production raccordé par département, région, en France ; et également sur les demandes de raccordement en cours (département / région / France). Les informations disponibles sont les suivantes :

- Parc des installations de production à la maille France / Région / Département, selon les modalités de raccordement (injection / autoconsommation) et selon la filière de production (photovoltaïque, éolien...). Les informations sont fournies en nombre d'installations raccordées et en puissance raccordée ;
- Demandes de raccordement en cours sur le réseau public de distribution à la maille France / Région / Département, selon les modalités de raccordement (injection / autoconsommation) et selon la filière de production (photovoltaïque, éolien...). Les informations sont également fournies en nombre de projets en cours et en puissance des projets en cours.



### Extrait du site Le Mix sur les demandes de raccordement en cours sur les départements de Bourgogne Franche-Comté

Le SYDESL et Enedis conviennent d'échanger lors du comité de suivi sur l'évolution des données de production à la maille du département.

Enedis met également à disposition du SYDESL, à sa demande, dans le respect des règles d'anonymisation, les informations relatives au bilan électrique de son territoire permettant d'accéder à l'agrégat annuel des données de consommation et de production :

- Sur un périmètre géographique (commune, IRIS)
- Par segment de tension et de puissance
- Par secteur d'activité.

Ce bilan est constitué d'agrégats de données annuelles de consommation et de production électrique sur la zone demandée. Les données transmises depuis 2011 sont :

- Le nombre de clients consommateurs par secteurs d'activités et leur consommation (en kWh)
- Le nombre de clients consommateurs par activités (NAF) et leur consommation (en kWh)
- Le nombre de sites de production par filière de production, la puissance totale (en kW), l'énergie totale (en kWh)
- Le nombre de point EP et leur consommation (en kWh).

### **5.5. Accompagner les projets d'aménagement et d'urbanisme**

Avec la décentralisation de la production d'électricité, le développement du pilotage de la consommation, le développement de nouveaux usages pour l'électricité (infrastructures de recharge des véhicules électriques raccordées au réseau public de distribution d'électricité), le développement des flexibilités, la transition énergétique placent le réseau public de distribution au cœur du système électrique.

Enedis mène un ambitieux programme d'actions pour concilier ces enjeux. Le déploiement des nouvelles technologies du domaine numérique et des télécommunications, expérimentées depuis plusieurs années par Enedis, permet d'améliorer la qualité d'alimentation des utilisateurs du réseau, de dynamiser la gestion du réseau par de meilleures capacités d'observation, d'anticipation et d'action, et d'optimiser l'exploitation et la maintenance pour tirer le meilleur parti des ouvrages.

Enedis et le Syndicat conviennent de partager sur les projets territoriaux à venir pour appréhender les investissements sur le réseau public de distribution d'électricité induits par les politiques énergétiques et d'aménagement déclinées localement. Par ailleurs, ENEDIS s'engage à réaliser, à la demande du Syndicat, des analyses d'impact pour les projets d'aménagement sur lesquels une approche globale menée en amont permet d'alimenter les décisions d'aménagement, et d'estimer et d'optimiser les différents coûts à prendre en charge,

## **ARTICLE 6 : Le développement de la mobilité électrique**

Conscient des enjeux liés à la mobilité électrique et compétent depuis 2014, le SYDESL a adopté un schéma départemental de déploiement de bornes de recharge de véhicules électriques. Actuellement, trente bornes ont été installées sur le département.

A ce jour, le SYDESL s'interroge sur l'opportunité de prévoir de nouveaux déploiements de bornes (type recharge rapide) sur le département afin de compléter l'offre de mobilité propre.

### **6.1. Contribuer au développement de l'usage des véhicules électriques**

Enedis est un acteur majeur dans le développement des véhicules électriques à plusieurs niveaux. Tout d'abord Enedis dispose en 2017, d'une flotte de 1000 véhicules électriques. Ainsi Enedis veille à son empreinte écologique et sociétale en valorisant son expérience de la mobilité électrique à partir de la gestion de sa propre flotte.

Acteurs de la mobilité électrique, Enedis et le SYDESL conviennent de dresser ensemble l'état des lieux des projets d'implantation des bornes de recharge et des projets en cours de réalisation.

## **6.2. Accompagner le déploiement des IRVE**

L'optimisation de l'emplacement de la borne de recharge au regard de ses impacts sur le réseau public de distribution peut permettre de limiter les coûts et délais de raccordement.

Pour ce faire, l'outil « simulateur de raccordement BT » mis à disposition par Enedis a pour objectif de permettre au SYDESL de tester en ligne le niveau de simplicité d'un raccordement au réseau basse tension (BT).

En outre, Enedis pourra proposer une analyse d'impact sur le réseau électrique d'une liste définie de futurs projets d'installations de bornes de recharge de véhicules électriques pilotés par le SYDESL.

- ⇒ Cet accompagnement pourra faire l'objet d'une convention spécifique de partenariat dédié à la mobilité électrique.

## **ARTICLE 7 : L'accompagnement des Plans Climats Air Energie Territoriaux**

Depuis 2017, le SYDESL accompagne différents Etablissements Publics de Coopération Communale (EPCI) dans l'élaboration de leurs Plans Climats Air Energie Territoriaux (PCAET).

Enedis, au cœur des enjeux de la transition énergétique, prend part aux groupes de travail des différents EPCI permettant d'élaborer un diagnostic du territoire et ainsi de dessiner les contours des PCAET.

□ Dans le cadre de l'élaboration des PCAET, Enedis proposera au SYDESL et à chaque EPCI une convention tripartite spécifique de partenariat afin de préciser les modalités d'échanges de données et la communication faite autour de ces données.

- ⇒ Cette convention spécifique rappellera les données mises à disposition d'un EPCI pour élaborer le diagnostic territorial disponibles en Open data, sur l'Espace Collectivité Locale ou via conventionnement.
- ⇒ Cette convention précisera également la mise à disposition précise des données annuelles par bâtiments ou sur mesure à la maille de l'EPCI pour réaliser le bilan électrique de type agrégats.

## **ARTICLE 8 : Suivi du partenariat et organisation sur les différents axes de collaboration**

8.1 Pour assurer le bon avancement des projets des parties et la pérennité du partenariat, un comité de suivi est institué. Il est composé de :

**Pour Enedis :**

Le Délégué Territorial

**Pour le SYDESL :**

Le Directeur Général des Services

8.2 De plus, afin de garantir la mise en œuvre et la réussite des orientations fixées chaque partie identifie un pilote opérationnel pour chaque axe de travail.

Le comité de suivi est chargé notamment de :

- Décliner les axes stratégiques en axes opérationnels de travail notamment au travers d'un plan d'actions et d'un planning de travaux. A cette fin, les parties s'engagent quant à la mise en place des conventions spécifiques de mise en œuvre opérationnelle pour chacun des axes de travail identifiés par les parties ;
- S'assurer du bon avancement des actions définies et du respect du planning au regard du relevé fourni par les pilotes opérationnels ;
- Rédiger le bilan de l'année écoulée avec l'évaluation de chaque collaboration et le présenter à l'occasion de la réunion annuelle du comité de suivi à laquelle participeront tous les membres du comité ainsi que tous les pilotes opérationnels ;
- S'assurer de la cohérence des actions engagées avec les priorités définies par les parties. A tout moment, les parties pourront, par voie d'avenant à la Convention, faire évoluer leurs engagements et/ ou modifier les axes de travail.

8.3 A la suite de la signature de la Convention, le comité de suivi se réunira avec les pilotes opérationnels désignés par chaque partie pour chacun des axes de travail.

La formalisation nécessaire à la mise en œuvre opérationnelle des différents axes devra intervenir dans un délai de 3 mois.

Les pilotes opérationnels fourniront au comité de suivi une fois par an le relevé des actions engagées et des actions à venir.

## **ARTICLE 9 : Conditions techniques et financières**

La présente convention a vocation à définir les axes prioritaires déterminés par les parties.

Des conventions particulières visées à l'article 8.2 précisent les conditions juridiques, techniques et financières de mise en œuvre opérationnelle des différents axes de travail. Ces conventions devront être formalisées dans le délai fixé à l'article 8.3.

## **ARTICLE 10 : Communication**

Les Parties s'engagent à assurer par leurs moyens de communication interne, la promotion de la Convention auprès de leurs équipes et usagers. Les Parties conviennent de l'opportunité de présenter conjointement leur politique de coopération au cours d'opérations de relations publiques.

Enedis et le SYDESL s'autorisent à utiliser et à reproduire leurs logos (annexés à la présente convention) et à mentionner leur marque sur tous les supports de communication (site internet, brochure, plaquette) dont l'objet a trait au partenariat. Les documents produits selon ces principes seront soumis à l'accord préalable de chaque partie avant toute publication et utilisation.

## **ARTICLE 11 : Durée de la convention**

**La Convention est conclue pour une durée de quatre ans à compter de la date de signature.** Six mois avant le terme de la présente convention le SYDESL et Enedis feront le bilan des actions engagées et choisiront les nouveaux sujets prioritaires.

Toute modification de la présente convention devra faire l'objet d'un avenant.

## ARTICLE 12 : Résiliation

En cas d'inexécution de ses obligations par l'une des parties, la Convention est, sauf cas de force majeure, résiliée de plein droit dans les conditions fixées aux alinéas suivants.

La résiliation ne peut intervenir qu'après que la partie défaillante ait été mise en demeure par l'autre Partie d'accomplir ses obligations, dans un délai fixé par la mise en demeure. Ce délai ne peut être inférieur à 15 jours et supérieur à trois mois. Au cours de cette période, les deux Parties restent tenues d'exécuter leurs obligations contractuelles. Le délai court à compter de la notification de la mise en demeure expédiée en recommandé avec demande d'accusé de réception postal.

## ARTICLE 13 : Règlement des litiges

Les Parties s'efforceront de résoudre à l'amiable leurs différends. Si des difficultés surviennent dans l'interprétation ou l'exécution de la Convention, la Partie la plus diligente invite l'autre à se rencontrer à une date déterminée pour tenter de parvenir à un règlement amiable.

A défaut de règlement amiable dans les 30 jours de la date de rencontre prévue à l'alinéa précédent, le litige pourra être soumis à la juridiction compétente.

Fait en deux exemplaires originaux à Macon, le

Pour le SYDESL,  
**Le Président**

Pour Enedis  
**Le Directeur Régional,**



## CONVENTION DE CONCESSION POUR LE SERVICE PUBLIC DU DEVELOPPEMENT ET DE L'EXPLOITATION DU RESEAU DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE ET DE LA FOURNITURE D'ENERGIE ELECTRIQUE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE

### Entre les soussignés :

- **Le Syndicat Départemental d'Énergie de Saône et Loire**, autorité concédante du service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés sur son territoire, représentée par M. le Président, **JEAN SAINSON**, dûment habilité à cet effet par délibération du comité syndical du 3 juin 2021, domiciliée : Cité de l'entreprise 200 bd de la Résistance 71000 MACON,

désigné(e) ci-après « **l'autorité concédante** », **d'une part**,

### et, d'autre part,

- **Enedis**, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de [...] euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles 92079 Paris La Défense, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par M. **Robert POGGI**, Directeur Régional Enedis BOURGOGNE, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 1er août 2020 par le Directoire et le Président d'Enedis, faisant élection de domicile 65, rue Longvic à Dijon (21000),

désignée ci-après « **le concessionnaire** », pour la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, **ou « le gestionnaire du réseau de distribution »**,

et

- **Electricité de France (EDF)**, société anonyme au capital de 1 551 810 543 euros ayant son siège social 22-30 avenue de Wagram - 75008 Paris, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 552 081 317, représentée par **M. Rémy COMBERNOUX**, Directeur Développement Territorial, en vertu de la délégation de signature consentie le 18 décembre 2019 par M. François GONCZI Directeur de la Direction Commerce EST, dûment habilité aux fins des présentes, faisant élection de domicile 34 avenue Françoise Giroud 21077 Dijon cedex,

désignée ci-après « **le concessionnaire** », pour la mission de fourniture d'énergie électrique aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente, **ou « le fournisseur aux tarifs réglementés de vente »**,

Ci-après désigné(e)s ensemble par « **les parties** ».

## EXPOSE

Le Syndical Départemental des collectivités concédantes d'électricité du département de Saône et Loire (SYDEL), aujourd'hui dénommé Syndical Départemental d'Energie de Saône et Loire (SYDESL, depuis le 28 décembre 2007), et Electricité de France ont conclu le 24 novembre 1992, pour une durée de 30 ans, une convention de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique sur le territoire desservi par la concession.

Depuis la date à partir de laquelle la convention précitée a été rendue exécutoire, de nombreuses dispositions législatives et réglementaires sont intervenues et ont modifié les activités objet de la présente convention.

A la date de la conclusion de la présente convention :

1. Le service public concédé distingue :
  - une mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité ;
  - une mission de fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente aux clients raccordés au réseau public de distribution.
2. Conformément aux articles L.111-52, L.121-4 et L.121-5 du code de l'énergie, ces missions sont assurées :
  - par Enedis, pour la partie relative au développement et à l'exploitation du réseau public de distribution ;
  - par EDF pour la partie relative à la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente aux clients raccordés au réseau public de distribution.
3. L'autorité concédante de la distribution publique d'électricité et de la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente négocie et conclut le contrat de concession et exerce le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par le cahier des charges de concession.
4. La mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution est financée par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité fixé par la Commission de régulation de l'énergie, en accord avec les orientations de politique énergétique définies par l'Etat, et sans préjudice des autres ressources financières prévues par les lois et règlements en vigueur. Ce tarif, unique sur l'ensemble du territoire national conformément au principe d'égalité de traitement inscrit dans le code de l'énergie, garantit une cohésion sociale et territoriale.
5. Les tarifs réglementés de vente d'électricité fixés nationalement par la Commission de régulation de l'énergie dans les conditions définies par le code de l'énergie financent la mission de fourniture d'électricité. Ces tarifs garantissent l'égalité de traitement des clients et mettent en œuvre une péréquation tarifaire au profit de l'ensemble des concessions concourant ainsi à la cohésion sociale du pays.
6. L'alimentation en électricité de la concession est assurée par l'ensemble du système électrique national dans lequel l'offre et la demande sont ajustées à tout instant, en tenant compte des contributions locales à l'équilibre national. Le réseau public de distribution d'électricité qui dessert la concession est interconnecté avec ceux situés sur les territoires des concessions limitrophes.
7. En s'inscrivant dans un cadre régulé national et en tenant compte des caractéristiques spécifiques de la distribution et de la fourniture d'électricité et des missions objet de la présente convention, Enedis et EDF mobilisent au service de la concession, chacun pour ce qui le concerne, des moyens

mutualisés à la maille la plus pertinente. Cette mutualisation est un atout pour la continuité et la qualité du service concédé et l'efficacité économique de sa gestion.

8. Le dispositif contractuel défini par la présente convention repose sur un modèle national de contrat de concession dont les orientations ont été définies de façon concertée entre la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR), France urbaine, EDF et Enedis. Ce modèle propose un cadre cohérent avec les missions respectives des parties, y compris en ce qui concerne la répartition de la maîtrise d'ouvrage sur le réseau concédé, et équilibré quant aux droits et obligations de chacune d'entre elles.

Les parties inscrivent le service concédé, objet de la présente convention, dans le cadre national ainsi organisé. Elles affirment en particulier leur attachement à la péréquation tarifaire nationale et à la solidarité entre les territoires.

Les parties inscrivent également le service concédé dans le contexte territorial du périmètre de la concession, compte tenu de ses caractéristiques et de ses enjeux, en particulier (...).

**Cela étant exposé, il a été convenu ce qui suit.**

## **ARTICLE 1<sup>er</sup> – OBJET DE LA CONVENTION**

L'autorité concédante concède, dans les conditions prévues par le code général des collectivités territoriales et par le code de l'énergie, au concessionnaire qui accepte, les missions de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité et de fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente sur l'ensemble de son territoire, sans préjudice de l'exercice de la maîtrise d'ouvrage par l'autorité concédante, aux conditions du cahier des charges ci-après annexé. Le territoire de la concession est défini à l'article 3 de la présente convention.

A compter de la date à laquelle le présent contrat de concession sera exécutoire, après accomplissement par l'autorité concédante des formalités nécessaires, celui-ci se substituera dans l'ensemble de ses dispositions, y compris celles du cahier des charges ci-après annexé et des avenants ultérieurs, au contrat de concession précédemment attribué le 24 novembre 1992 par le Syndical Départemental d'Energie de Saône et Loire à Electricité de France sur l'ensemble du territoire de la concession.

Les commentaires figurant en italique et en retrait dans le cahier des charges annexé à la présente convention font partie de celui-ci ; cette disposition ne fait toutefois pas obstacle à ce que ces commentaires soient actualisés d'un commun accord en fonction de l'évolution de la législation ou de la réglementation sans qu'il soit nécessaire d'en prendre acte par voie d'avenant.

## **ARTICLE 2 – CLAUSE DE REVOYURE**

Sans préjudice de la faculté de réviser ponctuellement les dispositions de la présente convention, les parties se rencontreront, en vue d'examiner l'opportunité d'adapter par avenant leur situation contractuelle à d'éventuelles modifications substantielles des éléments caractéristiques de la concession, dans les circonstances suivantes :

- a) de manière systématique, tous les cinq ans ;

- b) en cas d'évolution du périmètre géographique dans lequel l'autorité concédante exerce sa compétence sur la zone de desserte du concessionnaire, postérieurement à l'entrée en vigueur de la présente convention, afin d'envisager les conditions d'exécution des contrats en cours, notamment, le cas échéant, le regroupement de ces derniers en un contrat unique ;
- c) en cas d'établissement d'un nouveau modèle de cahier des charges ;
- d) en cas d'accord national entre la FNCCR, France urbaine et Enedis tel que visé à l'article 3 de l'accord-cadre signé entre la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis le 21 décembre 2017, afin d'examiner à la demande de l'une ou l'autre des parties l'opportunité de modifier en conséquence la liste des investissements éligibles aux termes I et C ou leurs modalités de prise en compte dans la part R2 de la redevance ;
- e) dès lors que l'autorité concédante conserve à titre définitif tout ou partie des sommes déposées par le gestionnaire du réseau de distribution pour non réalisation d'investissements inscrits dans un programme pluriannuel, au titre de deux programmes consécutifs, pour réexaminer le pourcentage appliqué pour le calcul de ces sommes ;
- f) en cas de réexamen au plan national par la FNCCR et Enedis du plafond de 6 kVA prévu pour la réalisation sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante des extensions BT en zone d'électrification rurale pour le raccordement d'installations individuelles neuves comportant simultanément de la production et de la consommation d'électricité ou du plafond de 36 kVA prévu pour la réalisation sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante des extensions BT pour le raccordement des bâtiments publics neufs accédant pour la première fois au réseau et comportant simultanément de la production d'électricité et de la consommation ;
- g) en cas de changement de circonstances non envisagé lors de la conclusion du contrat impactant durablement et significativement l'une ou l'autre des parties.

En outre les parties se rencontreront en vue d'adapter par avenant leur situation contractuelle en cas de variation de plus de 20 % à compter de la date de signature du présent contrat :

- o du volume des ventes aux tarifs réglementés effectuées auprès de l'ensemble des clients de la concession ;
- o des quantités d'énergie livrée auprès de l'ensemble des clients de la concession ;
- o du prix moyen de vente aux tarifs réglementés du kWh sur le territoire de la concession ;
- o du niveau moyen du tarif d'utilisation du réseau public de distribution sur le territoire de la concession.

### **ARTICLE 3 – TERRITOIRE DE LA CONCESSION**

A la date de signature de la présente convention, le territoire de la concession comprend les communes dont la liste figure en annexe.

### **ARTICLE 4 – DROITS D'ENREGISTREMENT**

La présente convention est dispensée des droits d'enregistrement. Ces droits, s'ils étaient perçus, seraient à la charge de celle des parties qui en aurait provoqué la perception.

Fait en quatre exemplaires, reliés par le procédé Assemblact RC, empêchant toute substitution de page, et signés seulement à la dernière page de la convention,

A \_\_\_\_\_, le

**Pour l'autorité concédante,**

**Pour le concessionnaire,**

Le Président du SYDESL

Le Directeur Régional Enedis  
Bourgogne

Le Directeur Développement  
Territorial EDF

Jean SAINSON

Robert POGGI

Rémy COMBERNOUX

**ANNEXE : LISTE DES COMMUNES DE LA CONCESSION**

<b>code INSEE</b>	<b>nom de la commune</b>
71001	L'ABERGEMENT-DE-CUISERY
71002	L'ABERGEMENT-Sainte-COLOMBE
71003	ALLEREY/SAONE
71004	ALLERIOT
71005	ALUZE
71006	AMANZÉ
71007	AMEUGNY
71008	ANGLURE-SOUS-DUN
71009	ANOST
71010	ANTULLY
71011	ANZY-LE-DUC
71012	ARTAIX
71013	AUTHUMES
71014	AUTUN
71015	AUXY
71016	AZÉ
71017	BALLORE
71018	BANTANGES
71019	BARIZEY
71020	BARNAY
71021	BARON
71022	BAUDEMONT
71023	BAUDRIERES
71024	BAUGY
71025	BEAUBERY
71026	BEAUMONT-SUR-GROSNE
71027	BEAUREPAIRE-EN-BRESSE
71028	BEAUVERNOIS
71029	BELLESVRE
71030	BERGESSERIN
71031	BERZE-LE-CHATEL
71032	BERZE-LA-VILLE
71033	BEY
71034	BISSEY-SOUS-CRUCHAUD
71035	BISSY-LA-MACONNAISE
71036	BISSY-SOUS-UXELLES
71037	BISSY-SUR-FLEY
71038	LES BIZOTS
71039	BLANOT
71040	BLANZY
71041	BOIS-SAINTE-MARIE
71042	BONNAY
71043	LES BORDES

71044	BOSJEAN
71045	BOUHANS
71046	LA BOULAYE
71047	BOURBON LANCY
71048	BOURG-LE-COMTE
71050	BOURGVILAIN
71051	BOUZERON
71052	BOYER
71054	BRAGNY-SUR-SAONE
71056	BRANGES
71057	BRAY
71058	BRESSE-SUR-GROSNE
71059	LE BREUIL
71060	BRIANT
71061	BRIENNE
71062	BRION
71063	BROYE
71064	BRUAILLES
71065	BUFFIERES
71066	BURGY
71067	BURNAND
71068	BURZY
71069	BUSSIÈRES
71070	BUXY
71071	CERON
71072	CERSOT
71073	CHAGNY
71074	CHARENTRE
71075	CHALMOUX
71076	CHALON-SUR-SAONE
71077	CHAMBILLY
71078	CHAMILLY
71079	CHAMPAGNAT
71080	CHAMPAGNY-SOUS-UXELLES
71081	CHAMPFORGEUIL
71082	CHAMPLECY
71084	CHANES
71085	CHANGE
71086	CHANGY
71087	CHAPAIZE
71088	LA CHAPELLE-AU-MANS
71089	LA CHAPELLE-DE-BRAGNY
71090	LA CHAPELLE-DE-GUINCHAY
71091	LA CHAPELLE DU MONT DE FRANCE
71092	LA CHAPELLE-NAUDE
71093	LA CHAPELLE-SAINT-SAUVEUR
71094	LA CHAPELLE-SOUS-BRANCION

71095	LA CHAPELLE-SOUS-DUN
71096	LA CHAPELLE-SOUS-UCHON
71097	LA CHAPELLE-THECLE
71098	CHARBONNAT
71099	CHARBONNIERES
71100	CHARDONNAY
71101	CHARRETTE-VARENNES
71102	LA CHARMEE
71103	CHARMOY
71104	CHARNAY-LES-CHALON
71105	CHARNAY-LES-MACON
71106	CHAROLLES
71107	CHARRECEY
71108	CHASSELAS
71109	CHASSEY-LE-CAMP
71110	CHASSIGNY-SOUS-DUN
71111	CHASSY
71112	CHATEAU
71113	CHATEAUNEUF
71115	CHATEL-MORON
71116	CHATENAY
71117	CHATENOY-EN-BRESSE
71118	CHATENOY-LE-ROYAL
71119	CHAUDENAY
71120	CHAUFFAILLES
71121	LA CHAUX
71122	CHEILLY-LES-MARANGES
71123	CHENAY-LE-CHATEL
71124	CHENOVES
71125	CHERIZET
71126	CHEVAGNY-LES-CHEVRIERES
71127	CHEVAGNY-SUR-GUYE
71128	CHIDDES
71129	CHISSEY-EN-MORVAN
71130	CHISSEY-LES-MACON
71131	CIEL
71132	CIRY-LE-NOBLE
71133	LA CLAYETTE
71134	NAVOUR-SUR-GROSNE
71135	CLESSE
71136	CLESSY
71137	CLUNY
71139	COLLONGE-EN-CHAROLLAIS
71140	COLLONGE-LA-MADELEINE
71141	COLOMBIER-EN-BRIONNAIS
71142	LA COMELLE
71143	CONDAL



71144	CORDESSE
71145	CORMATIN
71146	CORTAMBERT
71147	CORTEVAIX
71148	COUBLANC
71149	COUCHES
71150	CRECHES-SUR-SAONE
71151	CREOT
71152	CRESSY-SUR-SOMME
71153	LE CREUSOT
71154	CRISSEY
71155	CRONAT
71156	CRUZILLE
71157	CUISEAUX
71158	CUISERY
71159	CULLES-LES-ROCHES
71160	CURBIGNY
71161	CURDIN
71162	CURGY
71163	CURTIL-SOUS-BUFFIERES
71164	CURTIL-SOUS-BURNAND
71165	CUSSY-EN-MORVAN
71166	CUZY
71167	DAMEREY
71168	DAMPIERRE-EN-BRESSE
71169	DAVAYE
71170	DEMIGNY
71171	DENNEVY
71172	DETTEY
71173	DEVROUZE
71174	DEZIZE-LES-MARANGES
71175	DICONNE
71176	DIGOIN
71177	DOMMARTIN-LES-CUISEAUX
71178	DOMPIERRE-LES-ORMES
71179	DOMPIERRE-SOUS-SANVIGNES
71181	DONZY-LE-PERTUIS
71182	DRACY-LE-FORT
71183	DRACY-LES-COUCHES
71184	DRACY-SAINT-LOUP
71185	DYO
71186	ECUELLES
71187	ECUISSES
71188	EPERTULLY
71189	EPERVANS
71190	EPINAC
71191	ESSERTENNE

71192	ETANG-SUR-ARROUX
71193	ETRIGNY
71194	FARGES-LES-CHALON
71195	FARGES-LES-MACON
71196	LE FAY
71198	FLACEY-EN-BRESSE
71199	FLAGY
71200	FLEURY-LA-MONTAGNE
71201	FLEY
71202	FONTAINES
71203	FONTENAY
71204	FRAGNES-LA LOYERE
71205	FRANGY-EN-BRESSE
71206	LA FRETTE
71207	FRETTERANS
71208	FRONTENARD
71209	FRONTENAUD
71210	FUISSE
71212	GENELARD
71213	LA GENETE
71214	GENOUILLY
71215	GERGY
71216	GERMAGNY
71217	GERMOLLES-SUR-GROSNE
71218	GIBLES
71219	GIGNY-SUR-SAONE
71220	GILLY-SUR-LOIRE
71221	GIVRY
71222	GOURDON
71223	LA GRANDE VERRIERE
71224	GRANDVAUX
71225	GRANGES
71226	GREVILLY
71227	GRURY
71228	GUERFAND
71229	LES GUERREAUX
71230	GUEUGNON
71231	LA GUICHE
71232	HAUTEFOND
71233	L'HOPITAL-LE-MERCIER
71234	HUILLY-SUR-SEILLE
71235	HURIGNY
71236	IGE
71237	IGORNAY
71238	IGUERANDE
71239	ISSY-L'EVEQUE
71240	JALOGNY

71241	JAMBLES
71242	JONCY
71243	JOUDES
71244	JOUVENCON
71245	JUGY
71246	JUIF
71247	JULLY-EN-BUXY
71248	LACROST
71249	LAIVES
71250	LAIZE
71251	LAIZY
71252	LALHEUE
71253	LANS
71254	LAYS-SUR-LE-DOUBS
71255	LESME
71256	LESSARD-EN-BRESSE
71257	LESSARD-LE-NATIONAL
71258	LEYNES
71259	LIGNY-EN-BRIONNAIS
71261	LOISY
71262	LONGEPIERRE
71263	LOUHANS
71264	LOURNAND
71266	LUCENAY L'EVEQUE
71267	LUGNY
71268	LUGNY-LES-CHAROLLES
71269	LUX
71270	MACON
71271	MAILLY
71272	MALAY
71273	MALTAT
71274	MANCEY
71275	MARCIGNY
71276	MARCILLY-LA-GUEURCE
71277	MARCILLY-LES-BUXY
71278	MARIGNY
71279	LE ROUSSET - MARIZY
71280	MARLY-SOUS-ISSY
71281	MARLY-SUR-ARROUX
71282	MARMAGNE
71283	MARNAY
71284	MARTAILLY-LES-BRANCION
71285	MARTIGNY-LE-COMTE
71286	MARY
71287	MASSILLY
71289	MATOUR
71290	MAZILLE

71291	MELAY
71292	MELLECEY
71293	MENETREUIL
71294	MERCUREY
71295	MERVANS
71296	MESSEY-SUR-GROSNE
71297	MESVRES
71299	MILLY-LAMARTINE
71300	LE MIROIR
71301	MONT
71302	MONTAGNY-LES-BUXY
71303	MONTAGNY-PRES-LOUHANS
71305	MONTBELLET
71306	MONTCEAU-LES-MINES
71307	MONTCEAUX-L'ETOILE
71308	MONTCEAUX-RAGNY
71309	MONTCENIS
71310	MONTCHANIN
71311	MONTCONY
71312	MONTCOY
71313	MONTHELON
71314	MONTJAY
71315	MONT-LES-SEURRE
71316	MONTMELARD
71317	MONTMORT
71318	MONTPONT-EN-BRESSE
71319	MONTRET
71320	MONT-SAINT-VINCENT
71321	MOREY
71322	MORLET
71323	MORNAY
71324	MOROGES
71325	LA-MOTTE-SAINT-JEAN
71326	MOUTIER-EN-BRESSE
71327	MUSSY-SOUS-DUN
71328	NANTON
71329	NAVILLY
71330	NEUVY-GRANDCHAMP
71331	NOCHIZE
71332	ORMES
71333	OSLON
71334	OUDRY
71335	OUROUX-SOUS-LE-BOIS-SAINTE MARIE
71336	OUROUX-SUR-SAONE
71337	OYE
71338	OZENAY

71339	OZOLLES
71340	PALINGES
71341	PALLEAU
71342	PARAY-LE-MONIAL
71343	PARIS L'HOPITAL
71344	PASSY
71345	PERONNE
71346	PERRECY-LES-FORGES
71347	PERREUIL
71348	PERRIGNY-SUR-LOIRE
71349	LA PETITE VERRIERE
71350	PIERRECLOS
71351	PIERRE-DE-BRESSE
71352	LE PLANOIS
71353	PLOTTES
71354	POISSON
71355	PONTOUX
71356	POUILLOUX
71357	POURLANS
71358	PRESSY-SOUS-DONDIN
71359	PRETY
71360	PRISSE
71361	PRIZY
71362	PRUZILLY
71363	LE PULEY
71364	LA RACINEUSE
71365	RANCY
71366	RATENELLE
71367	RATTE
71368	RECLESNE
71369	REMIGNY
71370	RIGNY-SUR-ARROUX
71371	LA ROCHE VINEUSE
71372	ROMANECHÉ-THORINS
71373	ROMENAY
71374	ROSEY
71376	ROUSSILLON-EN-MORVAN
71377	ROYER
71378	RULLY
71379	SAGY
71380	SAILLENARD
71381	SAILLY
71382	SAINT-AGNAN
71383	SAINT-ALBAIN
71384	SAINT-AMBREUIL
71385	SAINT-AMOUR-BELLEVUE
71386	SAINT-ANDRE-EN-BRESSE

71387	SAINT-ANDRE-LE-DESERT
71388	SAINT-AUBIN-EN-CHAROLLAIS
71389	SAINT-AUBIN-SUR-LOIRE
71390	SAINT-BERAIN-SOUS-SANVIGNES
71391	SAINT-BERAIN-SUR-DHEUNE
71392	SAINT-BOIL
71393	SAINT-BONNET-DE-CRAY
71394	SAINT-BONNET-DE-JOUX
71395	SAINT-BONNET-DE-VIELLE-VIGNE
71396	SAINT-BONNET-EN-BRESSE
71397	SAINTE-CECILE
71398	SAINT-CHRISTOPHE-EN-BRESSE
71399	SAINT-CHRISTOPHE-EN-BRIONNAIS
71400	SAINT-CLEMENT-SUR-GUYE
71401	SAINTE-CROIX
71402	SAINT-CYR
71403	SAINT-DENIS-DE-VAUX
71404	SAINT-DESERT
71405	SAINT-DIDIER-EN-BRESSE
71406	SAINT-DIDIER-EN-BRIONNAIS
71407	SAINT-DIDIER-SUR-ARROUX
71408	SAINT-EDMOND
71409	SAINT-EMILAND
71410	SAINT-ETIENNE-EN-BRESSE
71411	SAINT-EUGENE
71412	SAINT-EUSEBE
71413	SAINT-FIRMIN
71414	SAINT-FORGEOT
71415	SAINTE-FOY
71416	SAINT-GENGOUX-DE-SCISSE
71417	SAINT-GENGOUX-LE-NATIONAL
71419	SAINT-GERMAIN-DU-BOIS
71420	SAINT-GERMAIN-DU-PLAIN
71421	SAINT-GERMAIN-EN-BRIONNAIS
71422	SAINT-GERMAIN-LES-BUXY
71423	SAINT-GERVAIS-EN-VALLIERE
71424	SAINT-GERVAIS-SUR-COUCHES
71425	SAINT-GILLES
71426	SAINTE-HELENE
71427	SAINT-HURUGE
71428	SAINT-IGNY-DE-ROCHE
71430	SAINT-JEAN-DE-VAUX
71431	SAINT-JEAN-DE-TREZY
71433	SAINT-JULIEN-DE-CIVRY
71434	SAINT-JULIEN-DE-JONZY
71435	SAINT-JULIEN-SUR-DHEUNE
71436	SAINT-LAURENT-D'ANDENAY

71437	SAINT-LAURENT-EN-BRIONNAIS
71438	SAINT-LEGER-DU-BOIS
71439	SAINT-LEGER-LES-PARAY
71440	SAINT-LEGER-SOUS-BEUVRAY
71441	SAINT-LEGER-SOUS-LA-BUSSIERE
71442	SAINT-LEGER-SUR-DHEUNE
71443	SAINT-LOUP - GEANGES
71444	SAINT-LOUP-DE-VARENNES
71445	SAINT-MARCEL
71446	SAINT-MARCELIN-DE-CRAY
71447	SAINT-MARD-VAUX
71448	SAINT-MARTIN-BELLE-ROCHE
71449	SAINT-MARTIN-D'AUXY
71450	SAINT-MARTIN-DE-COMMUNE
71451	SAINT-MARTIN-DE-LIXY
71452	SAINT-MARTIN-DE-SALENCEY
71453	SAINT-MARTIN-DU-LAC
71454	SAINT-MARTIN-DU-MONT
71455	SAINT-MARTIN-DU-TARTRE
71456	SAINT-MARTIN-EN-BRESSE
71457	SAINT-MARTIN-EN-GATINOIS
71458	SAINT-MARTIN-LA-PATROUILLE
71459	SAINT-MARTIN-SOUS-MONTAIGU
71460	SAINT-MAURICE-DE-SATONNAY
71461	SAINT-MAURICE-DES-CHAMPS
71462	SAINT-MAURICE-EN-RIVIERE
71463	SAINT-MAURICE-LES-CHATEAUNEUF
71464	SAINT-MAURICE-LES-COUCHES
71465	SAINT-MICAUD
71466	SAINT-NIZIER-SUR-ARROUX
71468	SAINT-PIERRE-DE-VARENNES
71469	SAINT-PIERRE-LE-VIEUX
71470	SAINT-POINT
71471	SAINT-PRIVE
71472	SAINT-PRIX-EN-MORVAN
71473	SAINT-RACHO
71474	SAINTE-RADEGONDE
71475	SAINT-REMY
71477	SAINT-ROMAIN-SOUS-GOURDON
71478	SAINT-ROMAIN-SOUS-VERSIGNY
71479	SAINT-SERNIN-DU-BOIS
71480	SAINT-SERNIN-DU-PLAIN
71481	SAINT-SYMPHORIEN-D'ANCELLES
71482	SAINT-SYMPHORIEN-DE-MARMAGNE
71483	SAINT-SYMPHORIEN-DES-BOIS
71484	SAINT-USUGE
71485	SAINT-VALLERIN

71486	SAINT-VALLIER
71487	SAINT-VERAND
71488	SAINT-VINCENT-DES-PRES
71489	SAINT-VINCENT-EN-BRESSE
71490	SAINT-VINCENT-BRAGNY
71491	SAINT-YAN
71492	SAINT-YTHAIRE
71493	SAISY
71494	LA SALLE
71495	SALORNAY-SUR-GUYE
71496	SAMPIGNY-LES-MARANGES
71497	SANCE
71498	SANTILLY
71499	SANVIGNES-LES-MINES
71500	SARRY
71501	SASSANGY
71502	SASSENAY
71503	SAULES
71504	SAUNIERES
71505	SAVIANGES
71506	SAVIGNY-EN-REVERMONT
71507	SAVIGNY-SUR-GROSNE
71508	SAVIGNY-SUR-SEILLE
71509	LA CELLE-EN-MORVAN
71510	SEMUR-EN-BRIONNAIS
71512	SENNECEY-LE-GRAND
71513	SENOZAN
71514	SENS-SUR-SEILLE
71515	SERCY
71516	SERLEY
71517	SERMESSE
71518	SERRIERES
71519	SERRIGNY-EN-BRESSE
71520	SEVREY
71521	SIGY-LE-CHATEL
71522	SIMANDRE
71523	SIMARD
71524	SIVIGNON
71525	SOLOGNY
71526	SOLUTRE-POUILLY
71527	SOMMANT
71528	SORNAY
71529	SUIN
71530	SULLY
71531	LA TAGNIERE
71532	TAIZE
71533	TANCON



71534	LE TARTRE
71535	TAVERNAY
71537	THIL-SUR-ARROUX
71538	THUREY
71539	TINTRY
71540	TORCY
71541	TORPES
71542	TOULON-SUR-ARROUX
71543	TOURNUS
71544	TOUTENANT
71545	TRAMAYES
71546	TRAMBLY
71547	TRIVY
71548	TRONCHY
71549	LA TRUCHERE
71550	UCHIZY
71551	UCHON
71552	UXEAU
71553	VAREILLES
71554	VARENNE-L'ARCONCE
71555	VARENNES LE GRAND
71556	VARENNES-LES-MACON
71557	VARENNE-SAINT-GERMAIN
71558	VARENNES-SAINT-SAUVEUR
71559	VARENNES-SOUS-DUN
71561	VAUBAN
71562	VAUDEBARRIER
71563	VAUX-EN-PRE
71564	VENDENESSE-LES-CHAROLLES
71565	VENDENESSE-SUR-ARROUX
71566	VERDUN-SUR-LE-DOUBS
71567	VERGISSON
71568	VERISSEY
71570	VERJUX
71571	VEROSVRES
71572	VERS
71573	VERSAUGUES
71574	VERZE
71576	LE VILLARS
71577	VILLEGAUDIN
71578	CLUX- VILLENEUVE
71579	VILLENEUVE-EN-MONTAGNE
71580	VINCELLES
71581	VINDECY
71582	LA VINEUSE SUR FREGANDE
71583	VINZELLES
71584	VIRE

Envoyé en préfecture le 11/06/2021

Reçu en préfecture le 11/06/2021

Affiché le 11/06/2021



ID : 071-257102582-20210603-CS21\_041-DE

71585	VIREY LE GRAND
71586	VIRY
71588	VITRY-EN-CHAROLLAIS
71589	VITRY-SUR-LOIRE
71590	VOLESVRES
71591	FLEURVILLE



**Cahier des charges de concession pour le service public  
du développement et de l'exploitation du réseau public de distribution  
d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs  
réglementés de vente**

Le présent document comporte, en italique et en retrait, les commentaires qu'appellent certaines des dispositions prévues.  
Les textes cités en référence dans les commentaires sont ceux en vigueur à la date de signature du présent cahier des charges. Les commentaires ne comptent pas comme alinéas.

## SOMMAIRE

<b>CHAPITRE I DISPOSITIONS GENERALES .....</b>	<b>4</b>
Article 1 — Service concédé .....	4
Article 2 — Ouvrages concédés .....	5
Article 3 — Utilisation des ouvrages de la concession .....	6
Article 4 — Redevances.....	7
Article 5 — Prestations exécutées par une partie pour l'autre.....	7
<b>CHAPITRE II INVESTISSEMENTS AU BENEFICE DE LA CONCESSION .....</b>	<b>8</b>
Article 6 — Raccordements au réseau concédé .....	8
Article 7 — Renforcements du réseau concédé .....	10
Article 8 — Intégration des ouvrages dans l'environnement .....	11
Article 9 — Modifications ou déplacements d'ouvrages .....	12
Article 10 — Autres travaux, exploitation, renouvellement et maintenance du réseau public de distribution d'électricité.....	13
Article 11 — Schéma directeur, programmes d'investissements et obligations financières du concessionnaire .....	14
Article 12 — Utilisation des voies publiques .....	18
Article 13 — Assiette des ouvrages de la concession .....	19
Article 14 — Conditions d'exécution des travaux .....	20
<b>CHAPITRE III ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIETAUX.....</b>	<b>23</b>
Article 15 — Mise à disposition de données pour accompagner la transition énergétique .....	23
Article 16 — Insertion des énergies renouvelables .....	23
Article 17 — Etudes d'impact sur les réseaux .....	25
Article 18 — Aménagement de l'espace urbain.....	25
Article 19 — Infrastructures de recharge de véhicules électriques .....	26
Article 20 — Déploiement des compteurs communicants .....	26
Article 21 — Maîtrise de la demande en électricité .....	27
Article 22 — Lutte contre la précarité énergétique .....	28
Article 23 — Territoires à énergie positive .....	30
Article 24 — Service de flexibilité local .....	30
Article 25 — Réseaux électriques intelligents.....	31
Article 26 — Responsabilité sociale et environnementale.....	31
<b>CHAPITRE IV CONDITIONS DE SERVICE AUX CLIENTS.....</b>	<b>32</b>
Article 27 — Principes généraux.....	32
Article 28 — Obligations du gestionnaire du réseau de distribution et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente.....	33
Article 29 — Branchements .....	36
Article 30 — Contribution des tiers aux frais des raccordements sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution.....	37
Article 31 — Installations intérieures - Postes de livraison et/ou de transformation.....	38

Article 32 — Surveillance du fonctionnement des installations des clients raccordés aux ouvrages concédés.....	39
Article 33 — Appareils de mesure et de contrôle .....	40
Article 34 — Vérification des appareils de mesure et de contrôle .....	41
Article 35 — Niveaux de qualité, nature et caractéristiques de l'énergie livrée.....	42
Article 36 — Continuité de service.....	44
Article 37 — Modification des caractéristiques de l'énergie livrée.....	44
Article 38 — Gestion de crise affectant le réseau .....	45
Article 39 — Conditions de service aux clients aux tarifs réglementés de vente d'électricité .....	46
Article 40 — Traitement des réclamations.....	48
<b>CHAPITRE V TARIFICATION.....</b>	<b>50</b>
Article 41 — Principes généraux régissant la tarification des fournitures aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente.....	50
Article 42 — Principes généraux régissant la tarification de l'utilisation du réseau public de distribution et les prestations annexes .....	51
<b>CHAPITRE VI COMMUNICATION DES DONNEES RELATIVES A LA CONCESSION .....</b>	<b>52</b>
Article 43 — Inventaire des ouvrages .....	52
Article 44 — Contrôle et compte-rendu annuel d'activité .....	53
Article 45 — Cartographie du réseau .....	55
Article 46 — Pénalités.....	55
Article 47 — Mise à disposition dématérialisée d'informations.....	56
<b>CHAPITRE VII TERME DE LA CONCESSION.....</b>	<b>57</b>
Article 48 — Durée de la concession.....	57
Article 49 — Renouvellement ou expiration de la concession.....	57
<b>CHAPITRE VIII DISPOSITIONS DIVERSES .....</b>	<b>59</b>
Article 50 — Conciliation et contestations .....	59
Article 51 — Impôts, taxes et contributions .....	59
Article 52 — Modalités d'application de la TVA.....	60
Article 53 — Agents du gestionnaire du réseau de distribution.....	61
Article 54 — Élection de domicile .....	61
Article 55 — Documents annexés au cahier des charges.....	61

# CHAPITRE I

## DISPOSITIONS GENERALES

### **Article 1 — Service concédé**

Le présent cahier des charges a pour objet la concession accordée par le Syndicat Départemental d’Energie de Saône et Loire, autorité concédante pour le service public du développement et de l’exploitation du réseau public de distribution d’énergie électrique et de la fourniture de cette énergie aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente.

La concession a pour périmètre les limites territoriales mentionnées en annexe à la convention de concession.

La mission de développement et d’exploitation du réseau public de distribution d’énergie électrique consiste à assurer la desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de distribution, dans le respect de l’environnement, et le cas échéant l’interconnexion avec les pays voisins, pour garantir la continuité du réseau, le raccordement ainsi que l’accès dans des conditions non discriminatoires aux réseaux publics de distribution.

*Le concessionnaire, en sa qualité de gestionnaire de réseau de distribution, exerce dans sa zone de desserte exclusive la mission ci-dessus pour laquelle il a été désigné par le législateur aux articles L. 111-52 et L. 121-4 du code de l’énergie. Il accomplit cette mission, telle que définie aux articles L. 322-8 et suivants du code précité, dans le respect des principes posés par son article L. 121-1. Il est notamment chargé de :*

- 1° Définir et mettre en œuvre les politiques d’investissement et de développement des réseaux de distribution afin de permettre le raccordement des installations des consommateurs et des producteurs ainsi que l’interconnexion avec d’autres réseaux ;*
- 2° Assurer la conception et la construction des ouvrages ainsi que la maîtrise d’œuvre des travaux relatifs à ces réseaux, en informant annuellement l’autorité organisatrice de la distribution de leur réalisation ;*
- 3° Conclure et gérer les contrats de concession ;*
- 4° Assurer, dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires, l’accès à ces réseaux ;*
- 5° Fournir aux utilisateurs des réseaux les informations nécessaires à un accès efficace aux réseaux, sous réserve des informations protégées par des dispositions législatives ou réglementaires ;*
- 6° Exploiter ces réseaux et en assurer l’entretien et la maintenance ;*
- 7° Exercer les activités de comptage pour les utilisateurs raccordés à son réseau, en particulier la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l’entretien et le renouvellement des dispositifs de comptage et assurer la gestion des données et toutes missions afférentes à l’ensemble de ces activités ;*
- 8° Mettre en œuvre des actions d’efficacité énergétique et favoriser l’insertion des énergies renouvelables sur le réseau ;*
- 9° Contribuer au suivi des périmètres d’effacement mentionné à l’article L. 321-15-1. A cette fin, le gestionnaire du réseau public de transport, les opérateurs d’effacement et les fournisseurs d’électricité lui transmettent toute information nécessaire à l’application du présent 9°. Ces informations sont considérées comme des informations commercialement sensibles, au sens de l’article L. 111-73, et sont traitées comme telles.*

La mission de fourniture d’énergie électrique consiste à assurer aux clients raccordés au réseau de distribution d’énergie électrique qui en font la demande le bénéfice des tarifs réglementés de vente d’électricité, dans les conditions prévues par l’article L. 337-7 du code de l’énergie.

*La mission de fourniture, objet du présent contrat, correspond à celle qui est définie à l’article L. 121-5 du code de l’énergie et s’exerce dans le respect des principes posés par l’article L. 121-1 du même code.*

Les missions susvisées comprennent également des actions qui concourent à la transition énergétique dans les conditions définies au chapitre III du présent cahier des charges.

Au sens du présent cahier des charges, le terme « concessionnaire »

- Enedis, concessionnaire pour la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution, autrement désigné ci-après « le gestionnaire du réseau de distribution » ;
- EDF S.A., concessionnaire pour la mission de fourniture d'énergie électrique aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente, autrement désigné ci-après « le fournisseur aux tarifs réglementés de vente ».

Au titre du contrat de concession, l'autorité concédante garantit au gestionnaire du réseau de distribution le droit exclusif de développer et d'exploiter le réseau de distribution d'énergie électrique sur le territoire de la concession et à cette fin d'établir les ouvrages nécessaires.

*☞ Cette garantie est sans préjudice des droits de l'autorité concédante tels que définis aux articles L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales et L. 111-61 du code de l'énergie.*

L'autorité concédante garantit également au fournisseur aux tarifs réglementés de vente le droit exclusif de fournir l'énergie électrique aux clients bénéficiant de ces tarifs.

Enedis et EDF S.A., pour leurs missions respectives, sont responsables du fonctionnement du service et le gèrent conformément au présent cahier des charges. Elles l'exploitent à leurs risques et périls. La responsabilité résultant de l'existence des ouvrages concédés et de leur exploitation incombe ainsi au gestionnaire du réseau de distribution.

*☞ La responsabilité du gestionnaire du réseau de distribution et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente vise tout à la fois celle qui relève de la compétence des juridictions judiciaires et celle qui relève de la compétence des juridictions administratives.*

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente perçoivent auprès des clients un prix destiné à les rémunérer au titre des obligations mises à leur charge.

*☞ Le gestionnaire du réseau de distribution tient sa rémunération d'un tarif dont s'acquitte le client de telle sorte que, comme énoncé par l'article L. 341-2 du code de l'énergie, cette rémunération couvre l'ensemble des coûts effectivement supportés par le gestionnaire du réseau de distribution dans la mesure où ces derniers correspondent à une gestion efficace du réseau de distribution.*

*☞ Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente tient sa rémunération des tarifs réglementés de vente qui sont pris sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie conformément à l'article L. 337-4 du code de l'énergie. Ces tarifs tiennent compte de l'addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale, conformément aux dispositions de l'article L. 337-6 du code de l'énergie.*

L'exécution par le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente du service concédé dans les conditions fixées par le présent cahier des charges ne les prive pas de la possibilité de réaliser toute activité autorisée par leurs statuts dans le respect de la législation, de la réglementation en vigueur et des prérogatives de l'autorité concédante au titre du présent contrat.

## **Article 2 — Ouvrages concédés**

Les ouvrages concédés comprennent l'ensemble des installations affectées à la distribution publique de l'énergie électrique existant au moment de la signature du présent contrat, dans le périmètre de la concession, ainsi que toutes celles de tension strictement inférieure à 50.000 volts, qui seront établies par le gestionnaire du réseau de distribution avec l'accord de l'autorité concédante ou par l'autorité concédante avec l'accord du gestionnaire du réseau de distribution.

Ils comprennent également les ouvrages de tension supérieure, existant à la date de publication de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, non exploités par RTE en tant que gestionnaire du réseau public de transport.

*☞ Les ouvrages publics de distribution sont définis par le IV de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, dans sa rédaction issue de l'article 35 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, la limite avec le réseau public de transport étant notamment déterminée par les articles R. 321-1 à D. 321-9 du code de l'énergie.*

Les ouvrages concédés comprennent aussi les branchements visés à l'article 1<sup>er</sup> du présent cahier des charges, les compteurs, ainsi que leurs accessoires et les concentrateurs de grappes de compteurs.

Conformément aux dispositions de l'article L. 322-4 du code de l'énergie, la partie des postes sources transformant la haute tension en moyenne tension et ses accessoires, intégrés au réseau public de distribution, constituent des ouvrages de ce réseau tels que définis par le présent cahier des charges et sont la propriété du gestionnaire du réseau de distribution. Celui-ci met à la disposition de la concession, jusqu'au terme du présent contrat, tout ou partie de ceux de ces ouvrages, existants ou à créer, qui contribuent à son alimentation, sous réserve des besoins des autres concessions et des utilisateurs des réseaux publics de distribution.

Les autres ouvrages du réseau public de distribution sont la propriété de l'autorité concédante de la distribution publique d'électricité.

Le périmètre de la concession ne fait pas obstacle à ce qu'interviennent des accords locaux, entre les collectivités concédantes et les concessionnaires concernés, relatifs aux cas de desserte aux frontières de la concession qui justifieraient économiquement l'établissement d'ouvrages franchissant les limites de la concession.

Les ouvrages concédés comprennent également, si de telles solutions sont conformes à l'intérêt général, les moyens de desserte décentralisés non connectés à l'ensemble du réseau, mis en œuvre en accord entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution dans les conditions précisées en annexe 1.

*☞ Conformément à l'article L. 2224-33 du code général des collectivités territoriales, l'autorité concédante peut aménager, exploiter ou faire exploiter par le concessionnaire de la distribution d'électricité toute installation de production d'électricité de proximité d'une puissance inférieure à 1 mégawatt lorsque celle-ci est « de nature à éviter, dans de bonnes conditions économiques, de qualité, de sécurité et de sûreté de l'alimentation électrique, l'extension ou le renforcement des réseaux publics de distribution d'électricité relevant de l'autorité concédante ».*

Les circuits aériens d'éclairage public, non électriquement ou non physiquement séparés des conducteurs du réseau de distribution, situés sur les supports de ce réseau et les circuits souterrains inclus dans les câbles dudit réseau, ainsi que les branchements qui en sont issus font également partie des ouvrages concédés. Leur maintenance est à la charge du gestionnaire du réseau de distribution ; leur renouvellement et leur renforcement sont à la charge de la collectivité intéressée.

*☞ Lorsque les conducteurs d'éclairage public établis sur les supports du réseau concédé sont distincts (y compris le neutre) des conducteurs du réseau de distribution, ces circuits d'éclairage public ne font pas partie des ouvrages concédés tels que définis à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.*

Les appareils d'éclairage public, ainsi que les lignes spéciales et les supports d'éclairage public indépendants du réseau de distribution publique, ne font pas partie des ouvrages concédés.

### **Article 3 — Utilisation des ouvrages de la concession**

Le gestionnaire du réseau de distribution a seul le droit de faire usage des ouvrages de la concession, pour l'exercice de ses missions visées à l'article 1<sup>er</sup> du présent cahier des charges, sans préjudice des droits de l'autorité concédante et des exceptions mentionnées au présent article.

Il peut utiliser ces ouvrages pour raccorder les points de livraison des consommateurs et des producteurs, ainsi que pour acheminer l'énergie électrique en dehors du périmètre de la concession.

Est autorisée l'utilisation du réseau concédé ou l'installation, sur le réseau concédé, d'ouvrages pour d'autres services tels que les communications électroniques à la condition expresse qu'elle ne porte aucune atteinte au bon fonctionnement du service concédé. Cette autorisation fait l'objet de conventions conclues entre chacun des opérateurs des services concernés, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution et fixant notamment le montant des indemnités versées au titre du droit d'usage.

*☞ Ces conventions sont établies de préférence à partir de modèles élaborés au niveau national entre la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR), le gestionnaire du réseau de distribution et l'opérateur ou l'organisme susceptible de le représenter au niveau national.*

Le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante se coordonneront pour la mise en œuvre des dispositions prévues par le code des postes et communications électroniques en matière d'accueil des installations de communications électroniques lors de travaux sur le domaine public.



☞ Cette coordination s'inscrit dans le cadre des dispositions du code des postes et communications électroniques.

L'utilisation, pour l'éclairage public, des ouvrages du réseau concédé est gratuite pour l'autorité concédante.

☞ Lorsque l'autorité concédante est un groupement de communes, la gratuité de l'utilisation des ouvrages du réseau concédé est étendue à la commune ou à l'organisme de groupement ayant reçu, par délégation des communes intéressées, compétence pour l'éclairage public.

## **Article 4 — Redevances**

A) En contrepartie des droits consentis et des charges effectivement supportées à titre définitif par l'autorité concédante, du fait du service public concédé, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente versent à l'autorité concédante une redevance, déterminée comme indiqué dans l'annexe 1 au présent cahier des charges et financée par les recettes perçues auprès des clients.

B) Le gestionnaire du réseau de distribution s'acquitte auprès des collectivités gestionnaires de domaine public des redevances dues en raison de l'occupation du domaine public par les ouvrages de distribution d'électricité conformément aux dispositions prévues à cet effet par la législation en vigueur.

☞ Il s'agit des articles L. 2333-84 et R. 2333-105 et suivants du code général des collectivités territoriales, fixant le régime des redevances dues pour l'occupation du domaine public notamment par les ouvrages de transport et de distribution d'électricité.

Lorsqu'une partie du domaine public communal est mise à la disposition d'un établissement public de coopération intercommunale ou d'un syndicat mixte, dans les conditions fixées à l'article L. 1321-2 du code général des collectivités territoriales, la redevance due pour l'occupation du domaine public est fixée dans les conditions définies par l'article R. 2333-106 dudit code et versée à chaque gestionnaire de domaine public concerné dès lors que ses droits à percevoir tout ou partie de ladite redevance sont fondés.

C) Les dispositions du présent article ne font pas obstacle à la participation du gestionnaire du réseau de distribution au financement de travaux contribuant à la politique d'intégration des ouvrages dans l'environnement définie à l'article 8 « Intégration des ouvrages dans l'environnement », ni au financement de travaux selon les conditions définies aux alinéas 2 et 3 de l'article 10 du présent cahier des charges ni, le cas échéant, au versement à l'autorité concédante de la part couverte par le tarif d'utilisation des réseaux publics (PCT) pour les raccordements réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de cette dernière conformément aux dispositions de l'annexe 2bis au présent cahier des charges.

## **Article 5 — Prestations exécutées par une partie pour l'autre**

Toute prestation de services, travaux ou fournitures ne faisant pas directement l'objet de la présente concession, consentie par le gestionnaire du réseau de distribution ou le fournisseur aux tarifs réglementés de vente à l'autorité concédante ou par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution ou au fournisseur aux tarifs réglementés de vente, à la demande ou avec l'accord de l'autre partie, donne lieu à une convention particulière entre les deux parties.

☞ Lorsque la prestation fournie à l'autorité concédante par le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, n'est pas rattachable à la mission qu'il assure au titre de ses droits exclusifs, la convention à intervenir doit être conclue dans le respect des dispositions applicables à la commande publique.

## CHAPITRE II

### INVESTISSEMENTS AU BENEFICE DE LA CONCESSION

#### **Article 6 — Raccordements au réseau concédé**

Sans préjudice de l'exercice de la maîtrise d'ouvrage par le concédant, le gestionnaire du réseau de distribution assure à tout demandeur l'accès au réseau concédé dans des conditions non discriminatoires, objectives et transparentes.

☞ Conformément à l'article L. 322-8 du code de l'énergie.

☞ L'article D. 342-15 du code de l'énergie et l'arrêté du 6 octobre 2006 fixent les prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement aux réseaux publics de distribution.

L'accès au réseau concédé peut être proposé à des demandeurs qui devraient être normalement raccordés au réseau public de transport, à la condition toutefois que ces raccordements ne portent aucune atteinte au bon fonctionnement du service concédé et répondent à l'ensemble des conditions imposées par le présent cahier des charges.

Le raccordement au réseau public comprend la création d'ouvrages de branchement en basse tension, d'ouvrages d'extension et le cas échéant le renforcement des réseaux existants. Au sens du présent article, le renforcement des réseaux existants correspond aux travaux rendus nécessaires par le nouveau raccordement, à l'exclusion de la résorption de contraintes électriques existantes qui est soumise aux stipulations de l'article 7 du présent cahier des charges.

Lorsque le raccordement est destiné à desservir une installation de production à partir de sources d'énergie renouvelable et s'inscrit dans le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables mentionné à l'article L. 321-7 du code de l'énergie, le raccordement comprend les ouvrages propres à l'installation ainsi qu'une quote-part des ouvrages créés en application de ce schéma.

☞ Le raccordement est défini à l'article L. 342-1 du code de l'énergie.

La consistance des ouvrages de branchement et d'extension est définie par voie réglementaire.

☞ La consistance des ouvrages de branchement et d'extension des raccordements aux réseaux publics d'électricité est précisée par les articles D. 342-1 et D. 342-2 du code de l'énergie :

« Le branchement est constitué des ouvrages basse tension situés à l'amont des bornes de sortie du disjoncteur ou, à défaut, de tout appareil de coupure équipant le point de raccordement d'un utilisateur au réseau public et à l'aval du point du réseau basse tension électriquement le plus proche permettant techniquement de desservir d'autres utilisateurs, matérialisé par un accessoire de dérivation.

Lorsque le raccordement dessert plusieurs utilisateurs à l'intérieur d'une construction, le branchement est constitué des ouvrages basse tension situés à l'amont des bornes de sortie des disjoncteurs ou, à défaut, des appareils de coupure équipant les points de raccordement de ces utilisateurs au réseau public et à l'aval du point du réseau basse tension électriquement le plus proche permettant techniquement de desservir d'autres utilisateurs, matérialisé par un accessoire de dérivation.

Le branchement inclut l'accessoire de dérivation ainsi que les installations de comptage. » (art. D. 342-1 du code de l'énergie)

« L'extension est constituée des ouvrages, nouvellement créés ou créés en remplacement d'ouvrages existants dans le domaine de tension de raccordement et nouvellement créés dans le domaine de tension supérieur qui, à leur création, concourent à l'alimentation des installations du demandeur ou à l'évacuation de l'électricité produite par celles-ci, énumérés ci-dessous :

- canalisations électriques souterraines ou aériennes et leurs équipements terminaux lorsque, à leur création, elles ne concourent ni à l'alimentation ni à l'évacuation de l'électricité consommée ou produite par des installations autres que celles du demandeur du raccordement ;

- *canalisations électriques souterraines ou aériennes, raccordement, nouvellement créées ou créées en remplacement, en parallèle d'une liaison existante ou en coupure sur une liaison existante, ainsi que leurs équipements terminaux lorsque ces canalisations relient le site du demandeur du raccordement au(x) poste(s) de transformation vers un domaine de tension supérieur au domaine de tension de raccordement le(s) plus proche(s) ;*
- *jeux de barres HTB et HTA et tableaux BT ;*
- *transformateurs dont le niveau de tension aval est celui de la tension de raccordement, leurs équipements de protection ainsi que les ouvrages de génie civil.*

*Toutefois, les ouvrages de branchement mentionnés à l'article D. 342-1 du code de l'énergie ne font pas partie de l'extension.*

*Lorsque le raccordement s'effectue à une tension inférieure au domaine de tension de raccordement de référence, l'extension est également constituée des ouvrages nouvellement créés ou créés en remplacement des ouvrages existants dans le domaine de tension de raccordement de référence et reliant le site du demandeur au(x) poste(s) de transformation vers le domaine de tension supérieur au domaine de tension de raccordement de référence le(s) plus proche(s).*

*Lorsque le raccordement s'effectue au niveau de tension le plus élevé (HTB3), l'extension est également constituée des canalisations électriques souterraines ou aériennes, au niveau de tension de raccordement, créées en remplacement, en parallèle d'une liaison existante ou en coupure sur une liaison existante, ainsi que leurs équipements terminaux lorsque ces canalisations relient le site du demandeur du raccordement au(x) poste(s) d'interconnexion le(s) plus proche(s).*

*L'extension inclut les installations de comptage des utilisateurs raccordés dans le domaine de tension HTA. » (art. D. 342-2 du code de l'énergie).*

Le mode d'alimentation – monophasé ou triphasé – est déterminé en fonction de la puissance à desservir au point de livraison donné, de la capacité d'accueil du réseau et dans le respect des dispositions du barème de facturation des raccordements.

Lorsqu'une opération de raccordement donnée incombant au gestionnaire du réseau de distribution nécessite un renforcement dont l'autorité concédante est maître d'ouvrage, celle-ci communique au gestionnaire du réseau de distribution les dates prévisionnelles de début et de fin des travaux correspondants afin que le gestionnaire du réseau de distribution puisse soumettre au demandeur des délais de réalisation respectant les prescriptions légales et réglementaires ainsi que celles de la Commission de régulation de l'énergie.

*Le taux de respect de la date de mise en service convenue avec certains clients fait l'objet de pénalités financières décidées par la Commission de régulation de l'énergie.*

Pour les travaux de raccordement dont ils assurent la maîtrise d'ouvrage, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution sont fondés à demander des contributions.

Dans ce cadre, les dispositions suivantes sont applicables :

#### 1° Raccordement des installations sans production d'électricité

La maîtrise d'ouvrage des extensions et des branchements pour le raccordement des installations de consommation sans production d'électricité est répartie entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conformément aux modalités définies à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

#### 2° Raccordement des installations avec production d'électricité

La maîtrise d'ouvrage des raccordements des installations avec production d'électricité est assurée par le gestionnaire du réseau de distribution sur l'ensemble du territoire de la concession.

Pour autant, l'autorité concédante, en zone d'électrification rurale, a la faculté d'exercer, si elle le souhaite, et dans les conditions définies à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges, la maîtrise d'ouvrage des extensions BT pour le raccordement des installations individuelles neuves, accédant pour la première fois au réseau, qui comportent simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 6 kVA et de la consommation, ainsi que les extensions BT pour le raccordement des bâtiments publics neufs accédant pour la première fois au réseau et comportant simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et de la consommation.

Dans le cas de ces derniers bâtiments, l'autorité concédante maître d'ouvrage des travaux, se rapproche du gestionnaire du réseau de distribution afin de déterminer si une étude technique est nécessaire. Celle-ci est alors réalisée par le gestionnaire du réseau de distribution pour définir l'opération de raccordement de référence, telle que mentionnée au A) de l'article 30 du présent contrat.

☞ *Pour la mise en œuvre des deux alinéas précédents, la FNCCR et le gestionnaire du réseau de distribution préciseront au préalable dans un accord cadre national les modalités pratiques de gestion commune du processus de raccordement : accueil des demandes, prise en compte des obligations réglementaires associées à l'obligation d'achat et à la gestion de la file d'attente, modalités de réalisation des études, responsabilités respectives tout au long du processus de raccordement.*

☞ *Les seuils de 6 kVA et de 36 kVA mentionnés ci-dessus pourront faire l'objet d'un réexamen conduit au plan national entre la FNCCR et le gestionnaire du réseau de distribution en fonction du retour d'expérience technique (par exemple, la répartition des raccordements par niveau de puissance) et juridique.*

☞ *Les articles du chapitre II du titre IV du livre III de la partie réglementaire du code de l'énergie fixent les conditions de réalisation des travaux de raccordement par le producteur.*

☞ *L'arrêté du 23 avril 2008 pris pour application des dispositions réglementaires susmentionnées fixe les prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique.*

Tout raccordement des installations de production au réseau public de distribution doit normalement s'opérer directement sur ce dernier. Un raccordement indirect d'une installation de production sur une installation de production et/ou de consommation déjà raccordée au réseau public de distribution demeure toutefois possible dès lors que sont respectées l'ensemble des conditions prévues par la loi et par la Documentation Technique de Référence élaborée par le gestionnaire du réseau de distribution et sans que le raccordement indirect ne puisse en aucun cas provoquer pour le réseau des risques techniques supérieurs à ceux rencontrés pour un raccordement direct.

☞ *Établie conformément à la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 avril 2004 sur la mise en place des référentiels techniques des gestionnaires de réseaux publics d'électricité, la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau présente les dispositions réglementaires et les règles techniques sur lesquelles sont établies les relations avec les utilisateurs du réseau public de distribution d'électricité. Elle répertorie les méthodes de calcul, décrit les schémas électriques types en usage, précise les choix industriels du gestionnaire de réseau, présente les modèles de documents contractuels et décrit les informations à échanger entre le gestionnaire de réseau et les utilisateurs du réseau.*

Le gestionnaire du réseau de distribution peut, dans les conditions précisées à l'article 2 du présent cahier des charges, proposer aux nouveaux clients, demandeurs d'un raccordement au réseau concédé, des modes de desserte sans connexion au réseau existant.

## **Article 7 — Renforcements du réseau concédé**

On appelle renforcement du réseau concédé toute modification des ouvrages du réseau nécessitée par l'accroissement général des quantités d'énergie acheminées, par l'amélioration de la qualité de service, par la résorption des contraintes électriques existantes, laquelle peut notamment concourir à l'amélioration de l'efficacité énergétique du réseau. Cette modification peut constituer la phase préalable d'une opération de raccordement définie à l'article 6 ci-dessus. Dans ce cas, chaque partie supporte le coût des renforcements relevant de sa maîtrise d'ouvrage.

Le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage des renforcements de toutes les canalisations à haute tension du réseau concédé dans les conditions définies à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

La maîtrise d'ouvrage des renforcements des postes de transformation et des canalisations à basse tension est répartie entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution dans les conditions définies à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

Lorsque l'autorité concédante est maître d'ouvrage des travaux de renforcement des canalisations à basse tension et que ce renforcement conduit au remplacement ou à la création d'un poste de transformation, les travaux comprennent en tant que de besoin le raccordement de ce poste en basse et en haute tension.

Dans la partie du réseau concédé dont le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage des renforcements, dans le cadre des dispositions prévues aux articles 11 et 35 ci-après, l'annexe 2 au présent cahier des charges peut préciser, dans le respect des dispositions réglementaires prises en application de l'article L. 322-12 du code de l'énergie, les niveaux de qualité et les délais dans lesquels certaines valeurs devront être atteintes.

*Les articles D. 322-1 et suivants du code de l'énergie et l'arrêté du 24 décembre 2007, pris en application de l'article D. 322-2 du code de l'énergie, fixent les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en la matière que doivent respecter les gestionnaires de réseaux publics de distribution.*

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution peuvent au surplus identifier conjointement sur le territoire de la concession des zones de qualité renforcée, limitées géographiquement.

Pour chacune de ces zones, une convention fixe les objectifs à atteindre en matière de qualité et les modalités techniques et financières d'exécution des travaux, y compris, le cas échéant, la participation financière des parties à cette convention.

Les investissements à réaliser dans ces zones sont identifiés dans le programme pluriannuel<sup>1</sup>. Ils ne peuvent donner lieu à l'application du 4° de l'article 11 du présent cahier des charges.

## **Article 8 — Intégration des ouvrages dans l'environnement**

### **A) Travaux sous maîtrise d'ouvrage du concédant**

Afin de participer au financement de travaux dont l'autorité concédante est maître d'ouvrage et destinés à améliorer la qualité de la distribution et l'intégration des ouvrages de la concession dans l'environnement, le gestionnaire du réseau de distribution verse à l'autorité concédante une participation annuelle calculée selon les modalités indiquées à l'article 4 de l'annexe 1 au présent cahier des charges, tenant compte de l'apport de ces travaux à la sécurisation des réseaux.

Le produit de cette participation entre dans le financement du coût hors TVA des travaux ainsi réalisés pour un pourcentage inférieur ou égal au taux indiqué à l'article 4 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

### **B) Travaux sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution**

Pour une amélioration de l'insertion des ouvrages de la concession dans l'environnement, le gestionnaire du réseau de distribution se conforme aux dispositions suivantes pour les travaux, autres que ceux visés au A), dont il est maître d'ouvrage et dont il assume le financement, intégralement ou en complément des contributions définies à l'article 30 du présent cahier des charges.

A l'intérieur du périmètre défini en annexe 1 au présent cahier des charges, autour des immeubles classés comme monuments historiques ou inscrits à l'inventaire supplémentaire, ainsi que dans les sites classés ou inscrits, les nouvelles canalisations seront souterraines, ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée.

*Les immeubles sont classés comme monuments historiques ou inscrits à l'inventaire supplémentaire des monuments historiques dans les conditions précisées par le code du patrimoine (art. L. 621-1 et suivants). Le classement des monuments naturels et des sites est réalisé conformément aux dispositions du code de l'environnement (art. L. 341-1 et suivants).*

En agglomération et en dehors des zones définies au 2<sup>ème</sup> alinéa du B) du présent article, les nouvelles canalisations seront souterraines, ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée, selon un pourcentage minimal de la longueur totale construite par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa. Ce pourcentage minimal est défini en annexe 1 au présent cahier des charges pour l'ensemble de la concession.

---

<sup>1</sup> Dans ce cas, l'annexe 2 sera adaptée pour en tenir compte.

⚡ *Sauf disposition contraire convenue à l'annexe 1, on entend, par application aux dispositions de l'article R. 110-2 du code de la route : « un espace sur lequel sont groupés des immeubles bâtis rapprochés et dont l'entrée et la sortie sont signalées par des panneaux placés à cet effet le long de la route qui le traverse ou qui le borde ».*

Hors agglomération et en dehors des zones définies au 2<sup>ème</sup> alinéa du B) du présent article, les nouvelles canalisations seront souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée, selon un pourcentage minimal de la longueur totale construite par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa. Ce pourcentage minimal est défini en annexe 1 au présent cahier des charges pour l'ensemble de la concession.

En outre, toute nouvelle canalisation dont la construction pourrait entraîner des abattages d'arbres préjudiciables à l'environnement sera réalisée, soit en souterrain, soit en câble aérien isolé, dans la mesure permise par la prise en considération du coût de ces techniques.

Les emplacements, les formes, les matériaux et les couleurs de tout nouveau bâtiment ou enveloppe préfabriquée faisant partie de la concession et dont le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage seront choisis en accord entre le gestionnaire du réseau de distribution et les autorités compétentes, de manière à obtenir une juste adéquation entre leur coût et leur bonne intégration dans l'environnement.

## **Article 9 — Modifications ou déplacements d'ouvrages**

### A) Modifications ou déplacements d'ouvrages sur le domaine public occupé

Le gestionnaire du réseau de distribution opère à ses frais et sans droit à indemnité la modification ou le déplacement d'un ouvrage implanté sur le domaine public lorsque le gestionnaire de ce dernier en fait la demande dans l'intérêt du domaine public occupé.

⚡ *Conformément aux dispositions de l'article R. 323-39 du code de l'énergie.*

De même, le gestionnaire du réseau de distribution doit déplacer, à ses frais, ses installations ou ouvrages situés sur le domaine public routier lorsque leur présence fait courir aux usagers un risque dont la réalité a été établie.

⚡ *Les cas et conditions dans lesquels le gestionnaire du réseau de distribution déplace les ouvrages sont fixés aux articles L. 113-3 et R. 113-11 du code de la voirie routière.*

Lorsque la demande n'est pas motivée par l'intérêt du domaine public occupé ou l'intérêt de la sécurité routière, le demandeur supporte les frais qui en résultent.

### B) Modifications ou déplacements d'ouvrages situés sur des propriétés privées rendus nécessaires par l'exécution de travaux privés

#### 1. Modifications ou déplacements des lignes électriques et de leurs accessoires

Conformément aux dispositions des articles L. 323-5 et L. 323-6 du code de l'énergie, l'exercice des servitudes qui permettent au gestionnaire du réseau de distribution d'implanter un ouvrage sur un terrain privé n'entraîne aucune dépossession pour le propriétaire : celui-ci peut, selon le cas, démolir, réparer, surélever, se clore, bâtir, le déplacement d'ouvrage correspondant étant assuré aux frais du gestionnaire du réseau de distribution.

Il en est de même pour les ouvrages desservant un client se situant seul en extrémité de ligne, y compris l'élément terminal de celle-ci si le gestionnaire du réseau de distribution considère que celui-ci est susceptible de constituer le point de départ d'une nouvelle extension.

Le propriétaire peut toutefois renoncer à tout ou partie des droits visés aux alinéas précédents dans le cadre de conventions de servitude conclues avec le gestionnaire du réseau de distribution ou l'autorité concédante qui l'informent préalablement de l'étendue des droits précités. Ces conventions peuvent prévoir, notamment, l'intangibilité des ouvrages concernés.

#### 2. Modifications ou déplacements de postes de transformation

Le gestionnaire du réseau de distribution n'est tenu de modifier les postes de transformation établis dans des terrains ou locaux pris en location ou mis à disposition par des tiers, conformément à l'article

13 du présent cahier des charges, que pour les motifs et dans les conditions supérieures par les baux et conventions constitutives de droits réels correspondants. Les conventions précitées pourront notamment prévoir l'intangibilité des ouvrages concernés.

Sauf stipulation contraire de ces baux et de ces conventions, le gestionnaire du réseau de distribution perçoit des propriétaires concernés, lorsqu'ils sont les demandeurs de ces travaux, une indemnité égale au montant intégral des frais rendus nécessaires par ces opérations. Les baux ou conventions mentionnés à l'article 13 du présent cahier des charges conclus avec les propriétaires concernés comporteront une stipulation en ce sens.

## C) Modifications ou déplacements d'ouvrages rendus nécessaires par l'exécution de travaux publics

### 1. Cas général

Les déplacements ou modifications d'ouvrages, implantés ou non sur le domaine public, motivés par l'exécution de travaux publics, sont réalisés par le gestionnaire du réseau de distribution après accord avec le demandeur et aux frais de ce dernier.

En tant que de besoin, le préfet peut, par une décision motivée, prescrire ce déplacement ou cette modification, lorsque cette opération est rendue nécessaire par l'exécution de travaux publics, sans qu'il en résulte aucun frais pour le gestionnaire du réseau de distribution.

*☞ Conformément à l'article R. 323-39 du code de l'énergie*

### 2. Ouvrages établis sur des terrains privés et acquis par les collectivités

Les frais de modification des ouvrages concédés, établis sur des terrains privés acquis par une collectivité, lorsque cette modification est nécessitée par l'exécution de travaux publics, sont partagés par moitié entre le gestionnaire du réseau de distribution et la collectivité, sous réserve des conditions suivantes :

- L'ouvrage à modifier doit avoir été établi sur un terrain privé - puis acquis, d'une manière ou d'une autre, par une commune ou un établissement public communal ou intercommunal - au moyen des servitudes instituées par les articles L. 323-4 et suivants du code de l'énergie ou d'une convention n'attribuant pas au gestionnaire du réseau de distribution plus de droits que ne lui en confère ledit article, et n'entraînant aucune dépossession. La modification à frais communs ne peut donc être requise que lorsque la collectivité concernée, bien qu'effectuant des travaux publics, entend se prévaloir des droits de démolir, réparer, surélever, se clore ou bâtir, qui sont réservés au propriétaire par l'article L. 323-6 du code de l'énergie.
- La modification de l'ouvrage doit être nécessaire, la présence de celui-ci constituant un obstacle dirimant à l'opération entreprise.
- Il y a lieu à partage par moitié des frais de modification de l'ouvrage dans les cas où le gestionnaire du réseau de distribution aurait pu, lorsqu'il l'a implanté, envisager raisonnablement l'éventualité des réalisations nécessitant cette modification. Il en va ainsi par exemple : de la construction d'un bâtiment public par une collectivité membre de l'autorité concédante, d'un terrain de sports, de l'aménagement de voies existantes, etc. Il en va différemment des opérations d'urbanisme d'ensemble telles que : l'aménagement urbain, la rénovation urbaine, l'aménagement de zones, la construction de voies affectées à la circulation, etc.

Quant aux lotissements publics communaux, ils entrent dans le cadre du partage par moitié des frais lorsque leur importance n'atteint pas celle d'une zone d'aménagement concerté c'est-à-dire, en principe, lorsqu'ils se limitent à une création de moins de 50 logements augmentés de 10 logements par hectare au-delà de 1 hectare. Pour des réalisations plus importantes, un accord particulier sera recherché entre le gestionnaire du réseau de distribution et la collectivité.

*☞ Les dispositions de ce paragraphe reprennent celles du protocole d'accord intervenu en 1969 entre la FNCCR et Electricité de France.*

## **Article 10 — Autres travaux, exploitation, renouvellement et maintenance du réseau public de distribution d'électricité**

L'exploitation des ouvrages de la concession est assurée par le gestionnaire du réseau de distribution, à ses frais et sous sa responsabilité. Ainsi, les travaux de maintenance, y compris ceux

d'élagage, et ceux de renouvellement, nécessaires au maintien du réseau en bon état de fonctionnement, ainsi que les travaux de mise en conformité des ouvrages avec les règlements techniques et administratifs, sont réalisés et financés par le gestionnaire du réseau de distribution.

*Les réseaux doivent être construits conformément aux dispositions de l'arrêté relatif aux conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique en vigueur au moment de cette construction. Il s'agit actuellement de l'arrêté du 17 mai 2001 modifié par les arrêtés des 26 avril 2002, 10 mai 2006 et 26 janvier 2007.*

*A moins de nécessité de caractère urgent, les ouvrages existants ne sont à rendre conformes aux dispositions du dernier arrêté technique en date qu'au fur et à mesure des travaux de renouvellement ou des modifications importantes, ainsi que cela est précisé dans chaque arrêté technique.*

*Lorsque des branchages débordent sur le domaine public et sont susceptibles de causer des dommages au réseau concédé, l'exécution des travaux d'élagage pourra être demandée par le gestionnaire du domaine à l'autorité concédante. Celle-ci pourra se tourner vers le gestionnaire du réseau de distribution afin qu'il procède aux opérations nécessaires. En pareil cas, les frais correspondants seront supportés par le ou les propriétaires concernés.*

Cette disposition ne fait pas obstacle à ce que l'autorité concédante soit maître d'ouvrage de certains travaux de renouvellement lorsqu'ils sont contenus dans des travaux dont elle assure la maîtrise d'ouvrage conformément à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

Ceux de ces travaux qui sont engagés avec l'accord exprès du gestionnaire du réseau de distribution et ont pour effet d'accélérer le renouvellement d'ouvrages de basse tension, tel que prévu au premier alinéa du présent article, peuvent donner lieu au versement de contributions par ledit gestionnaire lorsque les conditions suivantes se trouvent réunies :

- les travaux considérés se situent dans les zones géographiques en écart mentionnées à l'article 2 de l'annexe 2 au présent cahier des charges,
- les ouvrages à remplacer présentent une fiabilité en écart important par rapport à celle d'ouvrages récents ou doivent être reconstruits par suite d'un aléa climatique,
- leur réalisation ne bénéficie d'aucune autre aide, contribution ou participation versée à cet effet par ce gestionnaire ou par un tiers.

En cas d'accord, le gestionnaire du réseau de distribution participe à raison de 20 % du coût hors TVA au financement des travaux ainsi réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante<sup>2</sup>. Le montant et les modalités de versement de ces contributions sont convenus dans les programmes pluriannuels d'investissement établis en application de l'article 11 ci-après.

*Les contributions ci-dessus correspondent à celles mentionnées au 1° de l'article L. 341-2 du code de l'énergie.*

## **Article 11 — Schéma directeur, programmes d'investissements et obligations financières du concessionnaire**

### **A) Schéma directeur et programmes d'investissements**

En vue d'assurer la bonne exécution du service public et ce dans le respect des principes fixés par le législateur, notamment aux articles L. 121-1 et L. 322-8 du code de l'énergie, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conviennent d'établir, de façon concertée, un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau sur le territoire de la concession, incluant le renouvellement des ouvrages. Ce dispositif repose sur les principes ci-après énoncés et se décline comme suit :

- un schéma directeur d'investissements sur le réseau public de distribution d'électricité correspondant à une vision de long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession (désigné ci-après « schéma directeur ») ;

---

<sup>2</sup> La part du coût hors TVA de ces travaux non couverte par la contribution du gestionnaire du réseau de distribution est prise en compte dans le terme B de la part R2 de la redevance de concession conformément à l'annexe 1 au présent cahier des charges.



- des programmes pluriannuels d'investissements correspondant à la déclinaison de chacun des programmes du schéma directeur (désignés ci-après « programmes pluriannuels ») ;
- un programme annuel des investissements respectifs du gestionnaire du réseau de distribution et de l'autorité concédante en déclinaison de chacun des programmes pluriannuels (désigné ci-après « programme annuel »).

La mise en œuvre des dispositions du présent article tient notamment compte des orientations nationales et régionales définies par les pouvoirs publics en matière d'investissement, de qualité d'alimentation et du service, d'efficacité énergétique, de développement des énergies renouvelables et d'aménagement du territoire, en particulier de celles fixées par les schémas de planification réglementaires applicables sur le territoire de la concession, ainsi que des ressources financières résultant des décisions tarifaires.

*Les orientations nationales visées sont notamment celles issues de la programmation pluriannuelle de l'énergie prévue à l'article L. 141-1 du code de l'énergie. Elles peuvent également résulter des objectifs fixés par les pouvoirs publics en matière de déploiement des dispositifs de charge pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables.*

*A la date de signature du présent contrat, les schémas de planification mentionnés ci-dessus sont notamment les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE), les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REN), les plans climat-air-énergie intéressant le territoire de la concession.*

### 1° Schéma directeur

Le schéma directeur, objet de l'annexe 2 au présent cahier des charges, porte sur les priorités d'investissements respectives du gestionnaire du réseau de distribution et de l'autorité concédante dans le respect de la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux définie par le présent cahier des charges. Il couvre la durée de la concession fixée à l'article 48 du présent cahier des charges.

Etabli à partir de données historiques et d'un diagnostic technique du réseau partagé entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante selon les modalités prévues à l'annexe 2 au présent cahier des charges, le schéma directeur décrit les principales évolutions du réseau projetées sur le territoire de la concession, notamment : pour répondre aux besoins de renouvellement des ouvrages et de développement du réseau, pour permettre d'accueillir des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables et pour assurer la sécurisation du réseau. Il ne préjuge pas des investissements liés aux opérations de raccordement.

Le schéma directeur définit des valeurs repères<sup>3</sup> en termes de niveaux de qualité d'alimentation et de fiabilisation des ouvrages, qui orienteront les choix d'investissements.

Le schéma directeur est établi en cohérence avec les investissements envisagés sur le réseau public de distribution dans les concessions limitrophes desservies par le gestionnaire du réseau de distribution.

Le schéma directeur propose une vision technique à moyen ou long terme, de ce fait non valorisée en unité monétaire, des évolutions envisagées sur le réseau.

Il est mis à jour de façon concertée entre les parties en cas d'évolution significative affectant les conditions techniques et économiques de la distribution publique d'électricité sur la concession. Il peut également être mis à jour, en tant que de besoin, pour tenir compte de la mise en œuvre des programmes pluriannuels d'investissements.

### 2° Programmes pluriannuels (établissement)

Pour la mise en œuvre du schéma directeur, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante élaborent de façon concertée des programmes, détaillés par finalités des investissements de chaque maître d'ouvrage, y compris le renouvellement des ouvrages, par période de [...] ans<sup>4</sup>, dits programmes pluriannuels, jusqu'au terme normal de la concession et dans les conditions précisées en annexe 2 au présent cahier des charges.

*Les programmes d'investissements distingueront en particulier les finalités suivantes :*

<sup>3</sup> A adapter selon le type de territoire

<sup>4</sup> Quatre ou cinq ans selon la durée de la concession.

- *les investissements pour l'amélioration du réseau et de sa gestion*
  - *la performance du réseau, notamment en matière de qualité d'alimentation, dont : les besoins en renouvellement et renforcement au sens du présent cahier des charges, la modernisation des ouvrages, des moyens de comptage et de relève, l'insensibilisation aux aléas climatiques, les actes de maintenance importants;*
  - *les exigences environnementales ;*
  - *les obligations réglementaires, en particulier celles liées à la sécurité des tiers, et les modifications d'ouvrages à la demande de tiers.*
- *les opérations de raccordement des consommateurs et des producteurs ou encore d'aménagement du réseau en accompagnement de projets des collectivités.*

*Les opérations d'investissements dans les postes sources concourant à l'alimentation de la concession seront identifiées dans les programmes distinctement.*

Les programmes pluriannuels sont notamment établis à partir d'un diagnostic technique du réseau, partagé entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante et annexés au présent cahier des charges. Leur établissement tient compte en particulier des orientations et des valeurs repères en matière de niveaux de qualité définies dans le schéma directeur.

Chaque programme pluriannuel comporte des objectifs précis par finalités portant sur une sélection d'investissements quantifiés et localisés. Ces investissements sont exprimés en quantités par catégorie d'ouvrages (linéaires HTA, BT, ...) ou pour des opérations de développement ou d'aménagement décidées à la date d'établissement du programme, en ouvrages à mettre en service. Dans les cas prévus aux alinéas 6 et suivants de l'article 7 du présent cahier des charges, le programme pluriannuel peut identifier des zones géographiques du territoire de la concession dont l'alimentation devra être fiabilisée, sécurisée ou adaptée aux particularités de ces zones<sup>5</sup>.

Ces investissements feront l'objet d'une évaluation financière tenant compte du montant des éventuelles contributions du gestionnaire du réseau de distribution convenues dans ce programme en application de l'article 10 du présent cahier des charges.

Une part du montant des investissements de chaque maître d'ouvrage dans le cadre de chaque programme sera dédiée à la sécurisation du réseau et à l'amélioration de la qualité. Cette part sera définie dans l'annexe 2 au présent cahier des charges.

Le schéma directeur et les programmes pluriannuels d'investissement sont présentés conjointement par le Président de l'autorité concédante et par le gestionnaire du réseau de distribution, chacun pour ce qui le concerne, pour information à l'organe délibérant de l'autorité concédante.

### 3° Programmes pluriannuels (mise en œuvre annuelle, bilan et évaluation)

Chaque programme pluriannuel est décliné en programmes annuels. Ces programmes annuels sont inclus dans les programmes prévisionnels présentés dans les conférences départementales prévues par l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

*« L'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales dispose que « Chaque organisme de distribution d'électricité et de gaz transmet à chacune des autorités concédantes précitées un compte rendu de la politique d'investissement et de développement des réseaux prévue au 1° du II de l'article 13 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières. Sur la base de ce compte rendu, les autorités organisatrices établissent un bilan détaillé de la mise en œuvre du programme prévisionnel de tous les investissements envisagés sur le réseau de distribution. Ce programme prévisionnel, qui précise notamment le montant et la localisation des travaux, est élaboré à l'occasion d'une conférence départementale réunie sous l'égide du préfet et transmis à chacune des autorités concédantes. »*

<sup>5</sup> Avec, dans ces zones localisées de la concession, la possibilité d'introduire des engagements sur un niveau de qualité à atteindre à l'issue du programme pluriannuel (sous la forme d'indicateurs ciblés d'amélioration de la qualité à l'échelle de ces zones).

Le gestionnaire du réseau de distribution communique à l'autorité concédante le compte rendu du programme de travaux de l'année précédente sous sa maîtrise d'ouvrage et la liste des opérations réalisées sur le territoire de la concession en précisant leur localisation, leur descriptif succinct, le montant des travaux selon les modalités convenues à l'annexe 2.

L'autorité concédante communique au gestionnaire du réseau de distribution une copie de l'état prévisionnel de ses projets de travaux transmis au CAS FACE, conformément au décret du 14 janvier 2013 relatif aux aides pour l'électrification rurale.

La réalisation de chaque programme pluriannuel et son efficacité sont mesurées, respectivement, par des indicateurs de suivi et par des indicateurs d'évaluation, définis en concertation lors de l'établissement du programme. Un point d'avancement du programme pluriannuel est réalisé entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution, au minimum à l'occasion de la préparation des conférences précitées.

Chacun de ces programmes pluriannuels figurant successivement en annexe au présent cahier des charges est actualisé en tant que de besoin, à l'initiative de l'autorité concédante ou du gestionnaire du réseau de distribution, après concertation entre les parties, afin de tenir compte de l'évolution des orientations en matière d'investissements et de ressources financières de chacun, telle que de nouvelles exigences réglementaires affectant les conditions de réalisation des ouvrages, ou de variations significatives en matière de travaux de raccordement, notamment liés à l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau et des infrastructures de recharge pour véhicules électriques, et en particulier pour le gestionnaire du réseau de distribution en cas d'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution.

A l'issue de chaque programme pluriannuel, les parties se rapprochent pour établir le bilan des investissements effectivement réalisés, en particulier au regard des engagements visés aux troisième et cinquième alinéas du 2° du présent article. Sur la base de ce bilan notamment, les parties conviennent du programme pluriannuel d'investissements suivant.

Une coordination avec les gestionnaires des domaines publics et privés est recherchée par les parties afin de faciliter la réalisation des travaux afférents à chaque programme pluriannuel.

Les programmes pluriannuels ne définissent pas les modalités de financement des opérations qui y sont inscrites.

#### 4° Dépôt relatif aux engagements du gestionnaire du réseau de distribution au titre du programme pluriannuel

A l'exclusion des travaux inclus dans les programmes d'amélioration de la continuité globale d'alimentation électrique proposés par le gestionnaire du réseau de distribution en application de l'article D. 322-5 du code de l'énergie, qui relèvent des dispositions des articles R. 322-11 à R. 322-15 du code de l'énergie, s'il est constaté contradictoirement à l'issue de chaque programme pluriannuel que certains investissements relevant de la maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution figurant au dit programme, n'ont pas été réalisés, sans que cela ne puisse être imputé, ni à la force majeure, ni au fait d'un tiers ou de l'autorité concédante, celle-ci, après avoir entendu les observations du gestionnaire du réseau de distribution, peut enjoindre à ce dernier de déposer auprès du comptable public de l'autorité concédante une somme équivalente à 7 % de l'évaluation financière des investissements restant à réaliser sous la maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution.

Si à l'issue d'un délai de deux ans, le gestionnaire du réseau de distribution a réalisé ces derniers, cette somme lui est restituée par mandat de paiement émis dans un délai maximum de trente jours après constat contradictoire de l'atteinte des objectifs du programme concerné relevant de la maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution.

A défaut, après mise en demeure par l'autorité concédante, cette dernière conserve tout ou partie – en fonction des travaux qui auront été réalisés – des sommes déposées par le gestionnaire du réseau de distribution. Les montants ainsi perçus pourront être affectés par l'autorité concédante, lorsqu'elle est maître d'ouvrage, à des investissements sur le réseau public de distribution d'électricité. Le programme pluriannuel suivant comprend alors ces investissements non réalisés, dès lors que leur pertinence demeure établie.

Si les parties ne parviennent pas à se mettre d'accord lors des constats contradictoires prévus ci-dessus, elles conviennent d'avoir recours sous dix jours à un expert désigné par elles d'un commun accord. Si un consensus est impossible, un expert est alors désigné par ordonnance du Président du Tribunal administratif compétent à la demande de la partie la plus diligente.



*d'électricité peuvent occuper le domaine public routier en y insérant cette occupation n'est pas incompatible avec son affectation à la circulation terrestre ».*

*☞ Dans le cas de l'utilisation de voies privées, il y a lieu de se référer aux dispositions de l'article 44 du décret-loi du 30 octobre 1935 selon lesquelles : « le propriétaire d'une rue privée ne peut s'opposer à l'installation de l'énergie électrique aux frais et pour l'usage du riverain ».*

Lorsque le gestionnaire du réseau de distribution exécute à son initiative des travaux sur le réseau concédé, entraînant des déplacements ou des modifications d'ouvrages (y compris ceux d'éclairage public) n'appartenant pas à la concession, il prend en charge toutes les dépenses afférentes aux déplacements et aux modifications de ces ouvrages. Le gestionnaire du réseau de distribution peut toutefois demander à leur propriétaire le financement de la partie de ces dépenses qui correspondrait à une amélioration des ouvrages déplacés ou modifiés, sous réserve qu'il y ait eu accord préalable avec lui.

Lorsqu'à l'initiative de la collectivité intéressée, le gestionnaire du réseau de distribution exécute des travaux sur les ouvrages concédés visés au 8<sup>ème</sup> alinéa de l'article 2 du présent cahier des charges, cette collectivité en supporte la charge financière.

### **Article 13 — Assiette des ouvrages de la concession**

Pour les ouvrages dont il est maître d'ouvrage sur le réseau concédé, le gestionnaire du réseau de distribution peut, à son choix, soit acquérir les terrains et locaux nécessaires, soit les prendre en location, soit en obtenir la mise à disposition par la voie de conventions constitutives de droits réels notamment comme il est prévu à l'article 30 du présent cahier des charges.

*☞ Conformément à l'article R. 332-16 du code de l'urbanisme, « les constructeurs et lotisseurs sont tenus de supporter sans indemnité l'installation, sur le terrain de l'opération projetée, des postes de transformation de courant électrique (...) nécessaires pour l'opération. S'ils le préfèrent, les constructeurs et lotisseurs peuvent offrir pour les besoins de ladite installation un local adéquat leur appartenant, moyennant paiement d'une indemnité globale et une fois versée par l'organisme tenu d'assurer la distribution publique d'électricité (...). Le montant forfaitaire au mètre carré de cette indemnité est fixé par arrêté du ministre chargé de l'urbanisme et du ministre du développement industriel et scientifique ».*

Dès lors qu'ils servent d'assiette à un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité, les terrains et locaux ainsi acquis par le gestionnaire du réseau de distribution constituent des biens de retour, sans préjudice des dispositions législatives et réglementaires applicables aux postes sources.

*☞ Article L. 322-4 du code de l'énergie : « La société gestionnaire du réseau public de distribution issue de la séparation juridique imposée à Électricité de France par l'article L. 111-57 est propriétaire de la partie des postes de transformation du courant en haute ou très haute tension en moyenne tension qu'elle exploite. ».*

Les baux et contrats correspondants contiennent une clause réservant les droits de l'autorité concédante à l'expiration normale ou anticipée de la concession et lui seront communiqués par le gestionnaire du réseau de distribution sur sa demande.

Lorsqu'un terrain ainsi acquis supporte un ouvrage qui ne présente définitivement plus d'utilité pour l'exploitation du réseau concédé, le gestionnaire du réseau de distribution informe sans délai l'autorité concédante de la faculté de se voir remettre ledit terrain en contrepartie du versement d'une indemnité égale à sa valeur comptable<sup>6</sup>. Si l'autorité concédante n'entend pas exercer cette faculté, elle procède sans délai au déclassement du terrain et en informe le gestionnaire du réseau de distribution qui est alors autorisé à procéder à sa cession à des tiers après accomplissement des formalités nécessaires.

*☞ Les articles L. 541-1-1 et L. 541-2 du code de l'environnement s'appliquent le cas échéant.*

L'autorité concédante facilite, dans la mesure du possible, l'acquisition, la prise en location ou la mise à disposition de ces terrains auprès des collectivités concernées sans que le gestionnaire du réseau de distribution ne puisse mettre en cause la responsabilité de celle-ci.

<sup>6</sup> Lorsque la valeur comptable du terrain est inférieure à 100 euros, l'indemnité n'est pas exigée

## **Article 14 — Conditions d'exécution des travaux**

Les ouvrages du réseau public de distribution d'électricité sont construits conformément aux dispositions de l'arrêté relatif aux conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique et aux indications de la documentation technique de référence publiée par le gestionnaire du réseau de distribution, en vigueur au moment de leur construction.

*Il s'agit actuellement de l'arrêté technique du 17 mai 2001 modifié par les arrêtés des 26 avril 2002, 10 mai 2006 et 26 janvier 2007.*

*A moins de nécessité de caractère urgent, les ouvrages existants ne sont à rendre conformes aux dispositions du dernier arrêté technique en date qu'au fur et à mesure des travaux de renouvellement ou des modifications importantes, ainsi que cela est précisé dans chaque arrêté technique.*

*Établie conformément à la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 avril 2004 sur la mise en place des référentiels techniques des gestionnaires de réseaux publics d'électricité, la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau présente les dispositions réglementaires et les règles techniques sur lesquelles sont établies les relations avec les utilisateurs du réseau public de distribution d'électricité. Elle répertorie, entre autres, les méthodes de calcul, décrit les schémas électriques types en usage, précise les choix industriels du gestionnaire de réseau, présente les modèles de documents contractuels et décrit les informations à échanger entre le gestionnaire de réseau et les utilisateurs du réseau. Elle est disponible à l'adresse suivante : <http://www.enedis.fr>.*

Les travaux sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante sont réalisés conformément aux guides en vigueur de conception du réseau de distribution élaborés en concertation entre le gestionnaire du réseau de distribution et les associations nationales représentatives des autorités concédantes. Ces guides sont mis à jour de manière régulière.

Les matériels utilisés doivent avoir été reconnus aptes à l'exploitation par le gestionnaire du réseau de distribution.

*Conformément à la norme NF C 11-201 applicable aux réseaux de distribution publique d'énergie électrique (§1.3 Choix des matériels), « le distributeur peut établir des listes de matériels qu'il reconnaît aptes à l'exploitation ». Le Catalogue des Matériels Aptes à l'Exploitation établi par le concessionnaire est disponible à l'adresse suivante : [camae.enedis.fr](http://camae.enedis.fr).*

*En outre, les matériels mis en œuvre ne doivent comporter aucune mention ou logotype se rapportant à des activités de fourniture d'électricité.*

Pour l'exécution des travaux relevant de sa maîtrise d'ouvrage, le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de se conformer aux dispositions du code de la voirie routière et des règlements de voirie locaux.

*Notamment aux articles L. 113-5, L. 115-1, L. 141-12, R. 131-11 et R. 141-13 à R. 141-21 du code de la voirie routière.*

*Voir également le commentaire de l'article 52 « Modalités d'application de la TVA » du présent cahier des charges.*

Les travaux du gestionnaire du réseau de distribution peuvent être suspendus momentanément sur injonction du maire, toutes les fois que la sécurité publique l'exige.

*Cette injonction doit être transmise par écrit au gestionnaire du réseau de distribution, sauf en cas d'urgence avérée. Dans cette dernière hypothèse, une confirmation écrite est adressée au gestionnaire du réseau de distribution dans un délai de 24 heures.*

Les travaux sur les ouvrages du réseau de distribution doivent également satisfaire aux dispositions suivantes :

1° Echanges entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution préalablement aux travaux

Le gestionnaire du réseau de distribution transmet au moins trois semaines à l'avance, sauf cas d'urgence dont il rend compte, à l'autorité concédante, les pièces constitutives de la consultation réglementaire prévue pour l'établissement des ouvrages sur le réseau concédé.

Pour les travaux dont l'autorité concédante assure la maîtrise d'ouvrage, cette dernière transmet au gestionnaire du réseau de distribution l'avant-projet sommaire correspondant au moins trois semaines avant le lancement de la consultation prévue par la réglementation précitée pour l'établissement des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité, sauf cas d'urgence dont elle fait part au gestionnaire du réseau de distribution.

Le gestionnaire du réseau de distribution émet un avis technique sur un délai standard de dix jours calendaires après sa réception.

## 2° Contrôle technique des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité

Dans les conditions définies par la réglementation en vigueur, les ouvrages du réseau public de distribution d'électricité font l'objet de contrôles techniques destinés à vérifier leur conformité aux prescriptions techniques qui leur sont applicables.

Ces contrôles sont effectués par un organisme technique certifié, indépendant du maître d'ouvrage et du gestionnaire du réseau de distribution. Cette indépendance peut n'être que fonctionnelle. Les contrôles sont effectués lors de la mise en service des ouvrages (ils sont alors désignés ci-après « contrôle initial ») et renouvelés au moins une fois tous les vingt ans.

S'agissant d'un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité réalisé par l'autorité concédante, le contrôle initial est à la charge de cette dernière qui remet au gestionnaire du réseau de distribution une attestation de conformité de l'ouvrage aux prescriptions techniques qui lui sont applicables, accompagnée du compte rendu des contrôles qui ont été effectués.

Le gestionnaire du réseau de distribution adresse à l'autorité concédante, une fois par an, un bilan des contrôles qu'il a réalisés, portant sur les nouveaux ouvrages construits sous sa maîtrise d'ouvrage et sur les ouvrages existants. Ce bilan mentionne notamment les non-conformités éventuelles mises en évidence ainsi que les actions entreprises pour y remédier. Le gestionnaire du réseau de distribution transmet également à l'autorité concédante, à sa demande, un exemplaire des comptes rendus des contrôles effectués.

*Les articles R. 323-30 et suivants du code de l'énergie ainsi que l'arrêté d'application du 14 janvier 2013 fixent les principes et modalités du contrôle technique des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité.*

## 3° Transfert au gestionnaire du réseau de distribution des ouvrages construits ou modifiés par l'autorité concédante

Outre les éléments mentionnés au 2° ci-dessus, l'autorité concédante transmet au gestionnaire du réseau de distribution le dossier des ouvrages construits ou modifiés sous sa maîtrise d'ouvrage contenant des données descriptives conformes aux dispositions réglementaires et intégrant l'attestation de conformité ainsi que le plan géo-référencé des ouvrages concernés, sous un format électronique et établi à un niveau de précision conforme à la réglementation.

*L'article R. 323-29 du code de l'énergie et son arrêté d'application du 11 mars 2016 définissent les informations devant être enregistrées dans le système d'information géographique d'un gestionnaire de réseau public d'électricité. En cas de réalisation d'un ouvrage par une autorité concédante, l'article 3 de l'arrêté précité précise les documents et informations que celle-ci est tenue de communiquer au gestionnaire du réseau de distribution à cet effet : « Lorsqu'un ouvrage d'un réseau public de distribution d'électricité est réalisé par l'autorité organisatrice mentionnée à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, cette autorité transmet au gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, au plus tard à la mise en exploitation de l'ouvrage que cette dernière a réalisé, le dossier de l'ouvrage construit ou modifié contenant les données listées en annexe II du présent arrêté et intégrant le plan des ouvrages au format électronique, géo référencé avec un niveau de précision conforme aux prescriptions de l'arrêté du 15 février 2012 susvisé [ arrêté du 15 février 2012 pris en application du chapitre IV du titre V du livre V du code de l'environnement relatif à l'exécution de travaux à proximité de certains ouvrages souterrains, aériens ou subaquatiques de transport ou de distribution ] et conforme aux prescriptions de la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau ».*

En vue de transférer chaque ouvrage pour exploitation au gestionnaire du réseau de distribution, l'autorité concédante informe ce dernier de la possibilité de mise en exploitation de l'ouvrage (PMEO), à l'aide de l'imprimé établi et publié à cet effet par le gestionnaire du réseau de distribution. A réception de la possibilité de mise en exploitation de l'ouvrage, le gestionnaire du réseau de distribution procède à l'analyse du dossier et, en tant que de besoin, au contrôle de l'ouvrage. Au vu de ces analyses et de ce contrôle, le gestionnaire du réseau de distribution s'efforce sans délai :

- soit de prononcer la mise en exploitation de l'ouvrage et d'établir un avis de mise en exploitation d'ouvrage (AMEO) qui sera transmis à l'autorité concédante et aux autres destinataires concernés, dans un délai standard de 48 heures ;

- soit de refuser le transfert de la responsabilité de l'ouvrage si celui-ci n'est pas conforme au projet et exploitable. Dans ce cas, le gestionnaire du réseau de distribution renvoie à l'autorité concédante la PME0 dans le même délai, en motivant son refus. L'ouvrage retourne alors sous la responsabilité de l'autorité concédante.

Après mise en exploitation et avant mise en service de l'ouvrage, s'il s'avère que celui-ci n'est pas exploitable, soit que le contrôle du schéma électrique mette en évidence une anomalie, soit après constat de malfaçons ou de non conformités nécessitant une intervention, le gestionnaire du réseau de distribution rédige et signe un « avis de mise hors exploitation de l'ouvrage » pour travaux qu'il transmet à l'autorité concédante, en précisant tous les points qui doivent être corrigés. La responsabilité des travaux de mise en conformité appartient alors à l'autorité concédante jusqu'à leur complète réalisation.

*⚠ Le recueil UTE C 18-510-1 indique notamment que « l'entreprise exploitante, pour les ouvrages dont elle a la charge, doit définir ses prescriptions de sécurité à respecter et les transmettre au donneur d'ordre ». Le document « Prescription de sécurité de l'exploitant Enedis au donneur d'ordre » est disponible sur le site [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr).*



## CHAPITRE III

### ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIETAUX

#### **Article 15 — Mise à disposition de données pour accompagner la transition énergétique**

Le gestionnaire du réseau de distribution, dans les conditions définies par la réglementation en vigueur, communique à l'autorité concédante et aux collectivités ou établissements publics compétents dont le territoire recouvre en tout ou en partie le périmètre de la concession, les données issues des dispositifs de comptage utiles à l'exercice de leurs compétences, en particulier celles permettant d'élaborer et d'évaluer les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie et les plans climat-air-énergie territoriaux prévus par les articles L. 222-1 à L. 222-3, L. 229-25 et L. 229-26 du code de l'environnement. L'autorité concédante est informée de la transmission des données visées ci-dessus.

*☞ Les informations ci-dessus sont communiquées conformément aux dispositions des articles L. 111-73 et D. 111-52 et suivants du code de l'énergie.*

*L'article L. 2224-37-1 du code général des collectivités territoriales permet à l'autorité concédante d'élaborer le plan climat air énergie territorial à la demande des établissements publics de coopération intercommunale à fiscalité propre présents sur son territoire.*

Les données concernées, telles que mentionnées par les textes précités applicables, et les modalités de leur communication sont précisées à l'article 13 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

Le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, fournit à l'autorité concédante et aux collectivités ou établissements publics précités, à leur demande, des données complémentaires ou plus détaillées que celles mentionnées ci-dessus, selon des modalités techniques et financières qui feront l'objet d'un accord préalable entre les parties intéressées.

Les données mentionnées aux alinéas précédents sont transmises dans le respect de la législation et de la réglementation afférentes aux données à caractère personnel, d'une part, et aux informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi, d'autre part.

*☞ Il s'agit, notamment de la loi n°78-17 du 6 janvier 1978 relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés, et, des articles R. 111-26 et suivants du code de l'énergie, relatifs à la confidentialité des informations détenues par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité, pris pour l'application des articles L. 111-72 et L. 111-73 de ce même code.*

#### **Article 16 — Insertion des énergies renouvelables**

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution accompagnent, chacun pour ce qui le concerne, le développement des énergies renouvelables sur le territoire de la concession.

Le gestionnaire du réseau de distribution assure l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau public de distribution d'électricité en veillant à minimiser les coûts afférents pour le développement et l'exploitation du réseau.

##### A) Planification de l'insertion des énergies renouvelables

Le gestionnaire du réseau de distribution participe, dans les conditions définies par la réglementation, à l'élaboration et à la mise en œuvre du schéma régional de raccordement des énergies renouvelables intéressant le territoire de la concession ou de tout autre instrument de planification qui lui serait substitué. L'avis de l'autorité concédante est sollicité préalablement à l'approbation du schéma, selon les modalités définies aux articles D. 321-10 et suivants du code de l'énergie.

Le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables est défini par l'article L. 321-7 du code de l'énergie et par la section 2 du Chapitre Ier, Titre II, Livre III de la partie réglementaire du code de l'énergie (article D 321-10 et suivants).

Le schéma régional de raccordement définit les ouvrages à créer ou à renforcer pour atteindre les objectifs fixés par le schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie. Il définit également un périmètre de mutualisation des postes du réseau public de transport, des postes de transformation entre les réseaux publics de distribution et le réseau public de transport et des liaisons de raccordement de ces postes au réseau public de transport. Il mentionne, pour chacun d'eux, qu'ils soient existants ou à créer, les capacités d'accueil de production permettant d'atteindre les objectifs définis par le schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie et, s'il existe, par le document stratégique de façade mentionné à l'article L. 219-3 du code de l'environnement. Il évalue le coût prévisionnel d'établissement des capacités d'accueil nouvelles nécessaires à l'atteinte des objectifs quantitatifs visés au 3° du I de l'article L. 222-1 du même code.

Le schéma régional de raccordement approuvé dans les conditions définies par la loi est pris en compte pour l'élaboration du schéma directeur d'investissements prévu à l'article 11 du présent cahier des charges.

## B) Accueil et instruction des demandes de raccordement

En partenariat avec le gestionnaire du réseau public de transport, le gestionnaire du réseau de distribution met à la disposition du public les données relatives aux capacités d'accueil des réseaux en amont des postes sources et aux capacités d'accueil de ces mêmes postes. Ces données sont publiées à titre indicatif.

A la date de signature du présent contrat, la mise à disposition de l'information est assurée par un site internet dédié relatif aux capacités d'accueil en production : [www.capareseau.fr](http://www.capareseau.fr)

Afin de faciliter l'instruction des demandes de raccordement d'installations de production d'électricité, le gestionnaire du réseau de distribution met à la disposition des demandeurs un portail internet dédié aux raccordements des installations de production d'électricité d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

A la date de signature du présent contrat, le portail précité est à l'adresse : [www.perm.enedis.fr](http://www.perm.enedis.fr)

Dans les conditions définies par les catalogues afférents à ses prestations, approuvés par la Commission de régulation de l'énergie, le gestionnaire du réseau de distribution réalise, à la demande du producteur dont la puissance demandée est supérieure à 36 kVA, une pré-étude lui permettant de préciser son projet et de l'éclairer sur les conditions du raccordement.

Les catalogues des prestations en vigueur sont ceux figurant sur le site internet du gestionnaire du réseau de distribution [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr)

Les conditions d'accès au réseau et les modalités de facturation du raccordement sont définies aux articles 6, 7, 28 et 30 du présent cahier des charges.

## C) Autoconsommation

Dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre réglementaire en vigueur, le gestionnaire du réseau de distribution met en place les dispositifs contractuels et techniques permettant la mise en œuvre de l'autoconsommation individuelle ou collective.

Conformément à l'ordonnance n°2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité codifiée aux articles L. 315-1 à L. 315-8 du code de l'énergie et au décret n°2017-676 du 28 avril 2017.

Avant toute mise en œuvre d'une opération d'autoconsommation collective sur le périmètre de la concession, le gestionnaire du réseau de distribution instruit les demandes du ou des porteurs de projets relatives aux dispositifs contractuels et techniques visés ci-dessus et vérifie la localisation des futurs consommateurs et producteurs d'une opération en aval d'un même poste de transformation de moyenne en basse tension sur le réseau public de distribution.

Une convention d'autoconsommation collective est conclue entre le gestionnaire du réseau de distribution et la personne morale regroupant les consommateurs et producteurs participant à l'opération, pour fixer les conditions de réalisation et engagements de chacune des parties. Le gestionnaire du réseau de distribution en informe l'autorité concédante et met à sa disposition le nom de la commune, la dénomination de la personne morale concernée et le nom du poste de transformation en aval duquel a lieu l'opération d'autoconsommation.

## **Article 17 — Etudes d'impact sur les réseaux**

Le gestionnaire du réseau de distribution apporte son expertise à l'autorité concédante ou, le cas échéant, à d'autres collectivités ou établissements publics compétents dans le périmètre de la concession, notamment lorsque ceux-ci projettent d'optimiser le choix et le développement des énergies en réseau, en particulier dans les zones de développement nouvelles à urbaniser.

*☞ Afin de contribuer à l'optimisation de l'implantation et du dimensionnement des différents réseaux d'énergie dans une logique de développement durable des territoires et d'efficacité de la dépense publique, le gestionnaire du réseau de distribution est sollicité le plus en amont possible à propos des projets ou opérations envisagés.*

A leur demande, le gestionnaire du réseau de distribution communique à l'autorité concédante ou aux collectivités ou établissements publics compétents dans le périmètre de la concession et sur la base des scénarios de consommation et de production qu'ils auront définis, les résultats des études technico-économiques permettant d'évaluer et d'optimiser les coûts qui résulteraient pour le réseau public de distribution d'électricité des projets et opérations ci-dessus.

Les modalités techniques et financières associées à la réalisation de ces études sont fixées par voie de convention, dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre réglementaire en vigueur.

L'autorité concédante et, le cas échéant, les autres collectivités compétentes, sous réserve de leur accord, convient le gestionnaire du réseau de distribution à la concertation qu'elles organisent avec les différentes parties prenantes et les exploitants des réseaux publics d'énergie.

## **Article 18 — Aménagement de l'espace urbain**

Sous réserve de leur accord, les collectivités ou établissements publics compétents en matière d'urbanisme ou, le cas échéant, l'autorité concédante, si cette dernière dispose de la compétence ou met à disposition ses services au titre de l'article L. 5721-9 du code général des collectivités territoriales, associent le gestionnaire du réseau de distribution à l'élaboration des documents d'urbanisme applicables à l'intérieur du périmètre de la concession (SCOT et PLU, en particulier), en le consultant le plus en amont possible. Les modalités de cette association peuvent faire l'objet d'une convention locale.

*☞ L'article L. 5721-9 du code général des collectivités territoriales dispose que « les services d'un syndicat mixte associant exclusivement des collectivités territoriales ou des collectivités territoriales et des établissements publics de coopération intercommunale peuvent être en tout ou partie mis à disposition de ses collectivités ou établissements membres, pour l'exercice de leurs compétences. Une convention conclue entre le syndicat et les collectivités territoriales ou les établissements intéressés fixe alors les modalités de cette mise à disposition. Cette convention prévoit notamment les conditions de remboursement par la collectivité ou l'établissement des frais de fonctionnement du service. »*

Sans préjudice des dispositions de l'article 17 ci-dessus, dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre réglementaire en vigueur, le gestionnaire du réseau de distribution peut apporter son expertise aux collectivités ou établissements publics compétents dans le périmètre de la concession, ou à l'autorité concédante si cette dernière dispose de la compétence ou met à disposition ses services au titre de l'article L. 5721-9 du code général des collectivités territoriales, dans leurs opérations d'aménagement de l'espace urbain, de requalification urbaine ou de constitution d'éco-quartiers, de façon à leur permettre d'apprécier les effets des opérations considérées en matière de gestion du réseau public de distribution d'électricité.

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution recherchent un dialogue en amont de la réalisation de ces opérations. Une convention entre le concessionnaire et l'autorité concédante, si cette dernière dispose de la compétence, ou met à disposition ses services au titre de l'article L. 5721-9 du code général des collectivités territoriales dans le domaine de l'urbanisme, ou son mandataire, peut fixer les modalités de ces échanges.

Le concessionnaire peut réaliser des études portant sur des développements, renforcements ou déplacements d'ouvrages nécessaires à ces opérations à la demande de l'autorité concédante, si cette dernière dispose de la compétence ou des collectivités ou établissements publics compétents. Une convention entre les parties prenantes fixe les modalités techniques et financières de réalisation de ces études, dans le respect de la réglementation applicable et du cadre réglementaire en vigueur.

## **Article 19 — Infrastructures de recharge de véhicules électriques**

Dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre réglementaire en vigueur, ainsi que des stipulations du chapitre II relatif aux investissements au bénéfice de la concession, le gestionnaire du réseau de distribution répond aux demandes du ou des porteurs de projets d'implantation d'infrastructures de recharge des véhicules électriques ou des véhicules hybrides rechargeables sur le territoire de la concession, notamment en leur apportant une information sur l'impact des différentes solutions techniques de recharge sur la gestion du réseau public de distribution d'électricité. La même information est communiquée à l'autorité concédante lorsqu'elle a compétence pour créer des infrastructures de recharge.

En application de l'article L. 2224-37 du code général des collectivités territoriales, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante émettent un avis sur les projets de création d'infrastructures de recharge, en échangeant les informations nécessaires préalablement à la notification de leurs avis respectifs.

*⌘ L'article L. 2224-37 du code général des collectivités territoriales précise que, sous réserve d'une offre inexistante, insuffisante ou inadéquate sur leur territoire, les communes peuvent créer et entretenir des infrastructures de charge nécessaires à l'usage de véhicules électriques ou hybrides rechargeables ou mettre en place un service comprenant la création, l'entretien et l'exploitation des infrastructures de charge nécessaires à l'usage des véhicules électriques ou hybrides rechargeables. Elles peuvent transférer cette compétence aux autorités organisatrices d'un réseau public de distribution d'électricité visées à l'article L. 2224-31.*

*⌘ Sans préjudice des consultations prévues par d'autres législations, l'autorité organisatrice du réseau public de distribution d'électricité et le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité émettent un avis sur le projet de création d'infrastructures de charge soumis à délibération de l'organe délibérant en application de l'article L. 2224-37 du code général des collectivités territoriales.*

Le gestionnaire du réseau de distribution peut proposer à l'autorité concédante intervenant en matière d'implantation d'infrastructures de recharge ou, le cas échéant, aux collectivités ou établissements publics compétents sur le territoire de la concession, sous réserve de leur accord et dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre réglementaire en vigueur :

- des études permettant d'optimiser l'implantation et le dimensionnement des infrastructures de recharge au regard des contraintes du réseau public de distribution ;
- une prestation de coordination adaptée à des raccordements multiples de bornes de recharge, notamment par la mise à disposition d'un interlocuteur unique.

*⌘ L'article L. 2224-37 du code général des collectivités territoriales décrit les modalités de création et d'entretien par les collectivités locales d'infrastructures de charge des véhicules électriques sur le domaine public en cas de carence de l'initiative privée.*

## **Article 20 — Déploiement des compteurs communicants**

Les compteurs mentionnés par les articles R. 341-4 à R. 341-8 du code de l'énergie relatifs aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics d'électricité sont installés par le gestionnaire du réseau de distribution sur le réseau concédé, dans le respect des objectifs et conditions fixés par la législation, la réglementation et le cadre réglementaire en vigueur.

*⌘ Conformément aux articles L.111-73, L. 322-8 7° et L. 341-4 du code de l'énergie.*

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage, d'une part, à informer suffisamment en amont l'autorité concédante et les communes concernées de son territoire, sur le processus de mise en place de ces compteurs et le calendrier de déploiement et, d'autre part, à réaliser régulièrement un point de son avancement jusqu'à sa complète réalisation.

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à :

- informer chaque client, avec au moins un mois de préavis, du remplacement de son compteur et des modalités de cette intervention (durée, période d'intervention, nom et coordonnées de l'entreprise de pose, numéro vert) ;
- délivrer une information de qualité sur ces compteurs, notamment dans l'espace dédié de son site internet, dans la notice d'utilisation remise lors de la pose et au numéro vert ;
- participer à des réunions publiques organisées à l'initiative de l'autorité concédante ou des collectivités concernées, et plus généralement à contribuer à des actions d'information sur le

contexte législatif et réglementaire et de sensibilisation aux nouvelles perspectives ouvertes par les fonctionnalités des compteurs communicants.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informe les clients bénéficiant de ces tarifs des fonctionnalités nouvelles rendues possibles par le compteur communicant qui pourront leur être proposées. Ces dernières viennent s'ajouter aux engagements du fournisseur aux tarifs réglementés de vente vis-à-vis des clients.

*☞ Des informations relatives au contrat de fourniture avec le compteur communicant sont mises à la disposition des clients, notamment sur le site internet particulier.edf.fr, en complément de l'information apportée à chaque client de façon coordonnée avec le déploiement des compteurs communicants assuré par le gestionnaire de réseau.*

*☞ Les fonctionnalités nouvelles visées au présent alinéa peuvent par exemple porter sur les modalités de facturation ou sur les dispositifs d'accompagnement des clients pour les aider à maîtriser leurs consommations et leurs factures.*

Dans le cadre de ces campagnes d'information des clients et des acteurs locaux, l'autorité concédante peut contribuer aux actions menées par le gestionnaire du réseau de distribution ou le fournisseur aux tarifs réglementés de vente et proposer des actions complémentaires tendant à informer les clients de la finalité de la mise en place des compteurs communicants et des bénéfices qui en résultent pour eux-mêmes et pour le fonctionnement du service public de la distribution d'électricité.

Le compte rendu annuel d'activité prévu à l'article 44 comporte des indicateurs spécifiques aux compteurs communicants définis à l'article 8 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

## **Article 21 — Maîtrise de la demande en électricité**

A) Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente d'électricité promet auprès des clients l'intérêt des solutions conduisant à maîtriser leurs consommations d'électricité.

A cet égard, il s'engage à accompagner les clients en les aidant à trouver des solutions concrètes leur permettant de réduire leur consommation d'électricité et le montant de leurs factures, notamment en mettant en œuvre des conseils tels que visés à l'article 39-B) du présent cahier des charges.

Il propose aux clients qui le demandent des conseils leur permettant de mieux comprendre leur consommation et d'identifier les actions à entreprendre.

*☞ A la date de signature du présent contrat, la demande du client auprès du concessionnaire peut être formulée selon son choix : par téléphone, sur les points d'accueil ou sur les sites internet et mobile du fournisseur aux tarifs réglementés de vente.*

Il met à disposition des clients résidentiels une solution numérique pour mieux comprendre et réduire leurs consommations d'électricité, en kWh et en euros, notamment par comparaison avec des clients au profil similaire, suivre leur budget d'électricité, le cas échéant sur une base estimée, identifier les équipements qui consomment le plus, et bénéficier de conseils pratiques et personnalisés pour utiliser au mieux les heures creuses et diminuer leurs consommations. Des informations et conseils peuvent également être délivrés par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente au client lors d'un contact à l'initiative de celui-ci selon les modalités d'accueil des clients visées à l'article 39-A) du présent cahier des charges.

Dans le cadre du présent contrat, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente peut proposer de nouvelles fonctionnalités incluses dans les tarifs réglementés de vente conduisant à maîtriser les consommations d'électricité en s'appuyant sur les compteurs communicants.

*☞ Les fonctionnalités nouvelles visées peuvent, par exemple, porter sur une amélioration de la solution numérique mentionnée ci-dessus, notamment par l'exploitation des données de consommation du client rendues accessibles, ou correspondre à la mise en œuvre de nouvelles options ou versions tarifaires.*

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met en œuvre des tarifs horo-saisonnalisés et des tarifs à pointe mobile afin d'inciter les clients à réduire leurs consommations, notamment pendant les périodes où la consommation nationale est la plus élevée.

Il rend compte chaque année à l'autorité concédante des actions ainsi engagées auprès des clients dans le cadre du compte rendu annuel d'activité prévu à l'article 44 du présent cahier des charges.

B) Le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre des actions visant à améliorer l'efficacité énergétique du réseau public de distribution d'électricité concédé et constituant des solutions alternatives

et économiquement justifiées au renforcement de ce réseau, le cas échéant, des pertes techniques.

Il informe l'autorité concédante, lors de la présentation du compte rendu annuel d'activité prévu à l'article 44 du présent cahier des charges, des actions menées à cet effet.

*☞ Conformément au 8° de l'article L. 322-8 du code de l'énergie, le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre des actions d'efficacité énergétique et favorise l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau.*

En outre, de façon à accompagner cette dernière dans la réalisation d'actions tendant à maîtriser la demande d'énergie des consommateurs finals, il met à la disposition de l'autorité concédante, à sa demande, des informations ponctuelles sur l'état du réseau en sus des informations cartographiques, telles que mentionnées à l'article 45 du présent contrat.

Les données concernées et les modalités de leur mise à disposition sont précisées à l'article 6 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

*☞ Il s'agit des actions de maîtrise de la demande d'énergie mentionnées à l'article L. 2224-34 du code général des collectivités territoriales.*

Enfin, au titre de son activité de comptage, le gestionnaire du réseau de distribution met à la disposition de chaque consommateur équipé d'un compteur communicant, dans son espace client, ses données de comptage, des systèmes d'alerte liés au niveau de sa consommation, ainsi que des éléments de comparaison issus de moyennes statistiques basées sur les données de consommation locales et nationales.

Les dispositions du présent article s'appliquent sans préjudice des prérogatives dévolues par la loi à l'autorité concédante en matière de maîtrise de la demande d'électricité.

## **Article 22 — Lutte contre la précarité énergétique**

A) Le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, apporte son concours à l'autorité concédante et aux autres collectivités ou établissements publics compétents, à leur demande, afin de les aider à mieux connaître les zones de précarité énergétique sur le territoire de la concession, selon des modalités techniques et financières qui feront l'objet d'un accord préalable entre les parties intéressées.

*☞ Les modalités susvisées seront convenues entre les parties intéressées dans le respect des dispositions légales et réglementaires en vigueur, notamment la loi n°78-17 du 6 janvier 1978 relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés.*

B) Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente contribue à lutter contre la précarité énergétique sur le territoire de la concession en agissant dans les directions suivantes :

### 1° L'aide au règlement des factures d'électricité :

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met en œuvre la tarification spéciale de l'électricité visée à l'article L. 337-3 du code de l'énergie et les dispositifs qui viendraient la compléter ou la remplacer.

Il informe l'autorité concédante, au travers du compte-rendu annuel visé à l'article 44 du présent cahier des charges, des règlements effectués à l'aide du chèque énergie, à compter de l'exercice suivant la généralisation de la mise en œuvre du chèque énergie mentionnée à l'article L. 124-1 du code de l'énergie.

*☞ A la date de signature du présent contrat, l'information communiquée par le concessionnaire porte sur le nombre de clients de la concession dont le compte client a été crédité avec un chèque énergie au cours de l'exercice.*

Il participe au cofinancement de l'aide apportée par les collectivités territoriales pour le paiement des factures d'énergie des ménages précaires sur le territoire de la concession et à des actions de prévention à destination de ces mêmes ménages, au travers des Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL).

## 2° La prévention des situations de précarité énergétique et l'accompagnement des clients en situation de précarité énergétique :

Afin de prévenir les situations de précarité énergétique, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'engage à sensibiliser les clients en situation fragile sur les bonnes pratiques de maîtrise de l'énergie, en particulier sur les économies d'énergie.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente apporte des solutions adaptées aux clients en difficulté. Il collabore en ce sens avec les agents des collectivités territoriales intervenant dans le domaine de l'action sociale. Il peut également proposer des partenariats aux centres communaux ou intercommunaux d'action sociale, aux structures de médiation sociale ou au monde associatif intervenant sur le territoire de la concession.

*Les solutions adaptées peuvent notamment se concrétiser par un ajustement du tarif, un mode de règlement personnalisé ou un délai de paiement consenti par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente.*

Dans le cadre de la trêve hivernale telle que prévue par l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informe les clients ayant bénéficié d'une aide du FSL dans les douze derniers mois et les clients bénéficiaires de la tarification sociale de l'énergie et des dispositifs qui viendraient la compléter ou la remplacer, sous réserve que ces clients bénéficiaires se soient fait connaître du fournisseur, de la possibilité que leur fourniture d'électricité soit rétablie à pleine puissance à l'entrée de la trêve et leur propose ce rétablissement.

*Les clients bénéficiaires du chèque énergie mentionné à l'article L. 124-1 du code de l'énergie se font connaître du fournisseur aux tarifs réglementés de vente par l'envoi à ce dernier du chèque énergie et/ou de l'attestation mentionnée à l'article R. 124-2 de ce même code.*

Lorsqu'un client en rupture de paiement a bénéficié d'une aide du FSL dans les douze derniers mois ou bénéficie de la tarification sociale et des dispositifs qui viendraient la compléter ou la remplacer, sous réserve qu'il se soit fait connaître du fournisseur aux tarifs réglementés de vente, ce dernier s'engage à rechercher activement un contact préalable et à aider le client à se mettre en rapport avec les services sociaux avant d'interrompre la fourniture d'électricité. En tout état de cause, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente prévient le client préalablement à la coupure ou à la réduction de puissance opérée par le gestionnaire du réseau de distribution, conformément à la réglementation en vigueur.

Dans les conditions prévues par la réglementation, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met en œuvre, à l'intention des clients de la concession bénéficiant de la tarification spéciale visée à l'article L. 337-3 du code de l'énergie et des dispositifs qui viendraient la compléter ou la remplacer, sous réserve que ces clients se soient fait connaître du fournisseur aux tarifs réglementés de vente, les dispositions prévues par ce même code pour la consultation de leurs données de consommation.

*Conformément à l'article L. 337-3-1 du code de l'énergie et aux dispositions réglementaires prises pour son application.*

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente pourvoit au financement des actions relevant du B) du présent article avec les ressources que lui attribuent les lois et règlements en vigueur, en complément de la rémunération visée à l'article 1<sup>er</sup> du présent cahier des charges pour l'exercice de la mission de fourniture aux tarifs réglementés de vente de l'électricité.

## C) Le gestionnaire du réseau de distribution contribue à lutter contre la précarité énergétique sur le territoire de la concession en mettant en œuvre les actions suivantes :

### 1° Une information des autorités compétentes en matière de précarité énergétique :

Afin d'aider les collectivités, les établissements publics et l'autorité concédante à lutter contre les situations de précarité énergétique, le gestionnaire du réseau de distribution met à leur disposition, à leur demande, une fois par an, des informations statistiques générales sur la coupure et le service maintien d'énergie. Des informations complémentaires peuvent être fournies selon des modalités techniques et financières à convenir en commun.

### 2° Un dispositif de prévenance en amont des coupures pour impayés :

Le gestionnaire du réseau de distribution prévient le client préalablement à tout acte de coupure de l'électricité pour impayé.

Le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, rend compte de l'autorité concédante des actions menées au titre du présent article, soit au travers du compte-rendu annuel d'activité visé à l'article 44 du présent cahier des charges, soit au travers d'une communication spécifique.

## **Article 23 — Territoires à énergie positive**

Un territoire à énergie positive est un territoire qui s'engage dans une démarche permettant d'atteindre l'équilibre entre consommation et production d'énergie à l'échelle locale, en réduisant autant que possible les besoins énergétiques, et dans le respect des équilibres des systèmes énergétiques nationaux.

☞ Conformément à l'article L. 100-2 du code de l'énergie.

Le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, peut accompagner un territoire à énergie positive situé en tout ou partie dans le périmètre de la concession et, dans ce cas, il peut :

- proposer une concertation en amont avec les territoires à énergie positive porteurs de projets ou d'expérimentations en lien avec le réseau, dans le respect des objectifs assignés à ces territoires ;
- transmettre les données de consommation aux collectivités territoriales et à l'autorité concédante pour parvenir aux objectifs assignés à ces territoires dans les conditions définies à l'article 15 du présent cahier des charges ;
- faciliter l'insertion des énergies renouvelables ;
- accompagner les clients dans leurs efforts de maîtrise de l'énergie ;
- soutenir des actions d'information et de communication sur le territoire concerné.

Les parties s'informent régulièrement des actions menées au titre du présent article.

## **Article 24 — Service de flexibilité local**

Les établissements publics et les collectivités mentionnés à l'article L. 2224-34 et au deuxième alinéa du IV de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, dès lors qu'ils sont situés sur le territoire de l'autorité concédante, en association avec des producteurs et des consommateurs et, le cas échéant, d'autres collectivités publiques, peuvent proposer au gestionnaire du réseau de distribution à titre expérimental et pour la durée fixée par la loi, la réalisation d'un service de flexibilité local sur des portions du réseau concédé.

☞ *Un service de flexibilité local est une action qui a pour objet d'optimiser la gestion des flux d'électricité entre un ensemble de producteurs et un ensemble de consommateurs raccordés au réseau public de distribution d'électricité afin de moduler les puissances électriques injectées et soutirées localement sur des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité et d'éviter au gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité des investissements ou des coûts de gestion tout en assurant un bénéfice positif pour le système électrique.*

☞ *Ce dispositif est pris sur le fondement de l'article 199 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte et de son décret d'application n° 2016-704 du 30 mai 2016.*

Le gestionnaire du réseau de distribution peut contribuer à la définition, à la désignation du périmètre et aux conditions de mise en œuvre et d'évaluation du service de flexibilité.

Dans ce cadre, il veille :

- à tenir compte des spécificités du réseau de distribution dans son ensemble, et notamment des producteurs et des consommateurs qui lui sont raccordés, dès lors qu'ils participent à des mécanismes de flexibilité, notamment ceux liés à la gestion du système électrique définis aux articles L. 321-9 à L. 321-16 du code de l'énergie.
- à ce que ces actions de flexibilité n'induisent pas de perturbations portant atteinte à la sûreté et la sécurité du réseau de distribution. Il peut être amené, le cas échéant, à proposer des mesures permettant de lever les perturbations identifiées.

Dans les conditions définies par la réglementation en vigueur, le gestionnaire du réseau de distribution donne un avis motivé sur le service de flexibilité proposé.



En cas d'avis conforme du gestionnaire du réseau de distribution, un ~~conventionnement~~, approuvé par la Commission de régulation de l'énergie sur proposition du gestionnaire du réseau de distribution, est conclue entre l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau de distribution et la personne morale regroupant les personnes mentionnées au 1<sup>er</sup> alinéa du présent article ou, à défaut, l'établissement public ou la collectivité, pour fixer les conditions financières et techniques de ce service de flexibilité local.

## **Article 25 — Réseaux électriques intelligents**

Le gestionnaire du réseau de distribution est engagé dans le développement de nouvelles fonctionnalités du réseau l'amenant à jouer un rôle d'opérateur de système de distribution visant notamment à assurer la performance du réseau et l'optimisation du dimensionnement des investissements dans le contexte de la transition énergétique.

Les innovations associées à ces nouvelles fonctionnalités, notamment numériques et d'automatisation, conduisent à opérer des réseaux électriques intelligents.

Le gestionnaire du réseau de distribution assure le déploiement de ces réseaux en lien avec l'autorité concédante et les collectivités publiques compétentes en matière d'énergie concernées.

L'autorité concédante et les collectivités publiques précitées peuvent être partenaires de projets, notamment dans le cas où le territoire de la concession se trouverait dans les régions ou ensembles de départements retenus pour mener à bien le déploiement expérimental de réseaux électriques intelligents ou de dispositifs de gestion optimisée de stockage et de transformation des énergies.

*☞ Conformément à l'article 200 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, le gouvernement est autorisé à prendre par voie d'ordonnances les mesures nécessaires pour mener à bien ce déploiement expérimental.*

*Ces mesures sont adoptées pour une durée de quatre ans à compter de la publication de l'ordonnance et peuvent être renouvelées une fois pour la même durée.*

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à informer régulièrement l'autorité concédante, dans le cadre de la gouvernance des projets expérimentaux de réseaux électriques intelligents, des avancées et des difficultés rencontrées.

## **Article 26 — Responsabilité sociale et environnementale**

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, dans le cadre de la mise en œuvre de leurs politiques de développement durable, mènent des actions tendant à :

- lutter contre le changement climatique ;
- diminuer leurs impacts sur l'environnement ;
- accompagner le développement des territoires ;
- favoriser la cohésion sociale ;
- inciter leurs agents à être acteurs de cette politique.

Ils s'engagent notamment à :

- mettre en œuvre un plan d'actions visant à réduire leur empreinte carbone ;
- trier et valoriser les déchets liés à leurs activités ;
- développer leur flotte de véhicules propres ;
- contribuer aux achats responsables ;
- intensifier les actions de prévention du risque électrique à l'intention de leurs prestataires de travaux et des tiers.

Dans ce cadre, ils peuvent prendre des engagements relatifs à ces domaines avec l'autorité concédante ou les collectivités ou établissements publics compétents dans le périmètre de la concession.

Les modalités de mise en œuvre de ces engagements sont définies dans des conventions spécifiques.

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente rendent compte à l'autorité concédante des actions menées au titre du présent article, soit au travers du compte rendu annuel d'activité visé à l'article 44 du présent cahier des charges, soit au travers d'une communication spécifique.

## CHAPITRE IV

# CONDITIONS DE SERVICE AUX CLIENTS

### **Article 27 — Principes généraux**

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente assurent aux clients un service efficace et de qualité, tant en ce qui concerne le développement et l'exploitation du réseau, la fourniture de l'électricité, tels que définis à l'article 1<sup>er</sup> du présent cahier des charges, que les prestations respectives qui en découlent (notamment l'accueil des clients, le conseil, les activités de comptage, les interventions et le dépannage).

Les prestations du gestionnaire du réseau de distribution figurent dans les catalogues des prestations décrits à l'annexe 6 au présent cahier des charges.

*☞ Les catalogues en vigueur sont ceux figurant sur le site internet du gestionnaire du réseau de distribution [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr)*

Le service est géré dans le respect des principes d'égalité, de continuité et d'adaptabilité et dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique.

*☞ Conformément aux dispositions de l'article L. 121-1 du code de l'énergie.*

Les engagements du gestionnaire du réseau de distribution vis-à-vis des clients sont décrits au chapitre III et dans le présent chapitre, ainsi qu'aux annexes 6 et 8.

Les engagements du fournisseur aux tarifs réglementés de vente vis-à-vis des clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente d'électricité sont précisés au chapitre III et dans le présent chapitre du cahier des charges ainsi que dans les conditions générales de vente aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente d'électricité, objet des annexes 7 et 7bis du présent cahier des charges.

Ces conditions générales sont mises à jour en tant que de besoin par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, après concertation avec les organisations les plus représentatives des collectivités concédantes. Lorsque les modifications correspondent uniquement à des évolutions législatives ou réglementaires, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente présente aux organisations précitées les motifs et les clauses des conditions générales concernées par ces modifications, préalablement à l'entrée en vigueur des conditions générales modifiées.

Toute modification des conditions générales de vente est communiquée aux clients dans les conditions définies par la réglementation.

*☞ Conformément à l'article L. 224-10 du code de la consommation.*

Toute rétrocession d'énergie électrique par un client utilisateur du réseau public de distribution d'électricité ou un client bénéficiaire des tarifs réglementés de vente d'électricité, à quelque titre que ce soit, à un ou plusieurs tiers, est interdite, sauf autorisation préalable, respectivement, du gestionnaire du réseau de distribution, ou de ce dernier et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente, donnée par écrit, dont l'autorité concédante sera informée.

Les clients peuvent avoir accès au contrat de concession sur demande auprès du gestionnaire du réseau de distribution, du fournisseur aux tarifs réglementés de vente ou de l'autorité concédante afin de connaître les droits et obligations qui en découlent (notamment ceux concernant les raccordements, les conditions d'accès au réseau, les conditions de fourniture d'énergie électrique, les prestations annexes, les installations intérieures, la tarification et le paiement de l'utilisation du réseau et de la fourniture d'énergie électrique).

*☞ Ces demandes peuvent notamment être formulées sur le site [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr) ou, le cas échéant, sur le site de l'autorité concédante ou selon les modalités précisées par les conditions générales de vente susvisées.*

## **Article 28 — Obligations du gestionnaire du réseau de distribution et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente**

Le gestionnaire du réseau de distribution :

- traite les clients placés dans des situations identiques de façon objective, transparente et non discriminatoire. A cet effet, il applique un code de bonne conduite qui est publié sur le site [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr).  
*☞ Conformément aux articles L. 322-8 et L. 111-61 du code de l'énergie.*
- raccorde, sans préjudice des dispositions relatives à la maîtrise d'ouvrage prévues à l'annexe 1, les installations des clients au réseau public de distribution et leur assure un accès au réseau pour autant que ces installations respectent les prescriptions techniques nécessaires à leur raccordement au réseau public de distribution, notamment en ce qui concerne les troubles susceptibles d'être causés dans l'exploitation des réseaux concédés ou des installations des autres clients.  
*☞ Le Chapitre II, du Titre IV, du Livre III du code de l'énergie fixe les prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement des installations de production aux réseaux publics d'électricité.*
- exerce à titre exclusif les activités de comptage pour les clients raccordés au réseau et toutes les missions afférentes à l'ensemble de ces activités.  
*☞ Ces activités et missions sont celles prévues par l'article L. 322-8 7° du code de l'énergie, en particulier la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien et le renouvellement des dispositifs de comptage et la gestion des données de comptage.*  
*Les modalités de relevé des données de comptage sont définies dans les contrats d'accès au réseau visés au B) ci-après et à l'article L. 224-11 du code de la consommation.*

La fréquence des relevés des consommations par le gestionnaire du réseau de distribution ne peut être inférieure à un relevé par an, en l'absence d'auto-relevé transmis par le client.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente :

- consent aux clients un contrat de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente lorsqu'ils remplissent les conditions requises.  
*☞ Les conditions sont définies aux articles L. 337-4 à L. 337-9 du code de l'énergie.*
- traite les clients placés dans des situations identiques de façon transparente et non discriminatoire.

### **A) Obligation de procéder au raccordement des installations des clients**

Sur le territoire de la concession, le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de procéder au raccordement au réseau public de distribution des installations des clients aux conditions du présent cahier des charges, notamment de son annexe 1 :

- sous réserve du paiement des contributions prévues à l'article 30 du présent cahier des charges ;
- sauf s'il a reçu entre-temps injonction contraire de l'autorité compétente en matière d'urbanisme ou en matière de police et sous réserve du respect des textes réglementaires relatifs au contrôle de conformité des installations intérieures.  
*☞ Le gestionnaire du réseau de distribution est par ailleurs tenu, sous réserve des possibilités du réseau, d'assurer le raccordement des installations électriques provisoires, sauf s'il a reçu entre temps injonction de l'autorité compétente en matière de police.*

*S'agissant des pouvoirs de l'autorité compétente en matière d'urbanisme, l'article L. 111-6 du code de l'urbanisme dispose que : « Les bâtiments, locaux ou installations soumis aux dispositions des articles L. 421-1 à L. 421-4 ou L. 510-1, ne peuvent, nonobstant toutes clauses contraires des cahiers des charges de concession, d'affermage ou de régie intéressée, être raccordés définitivement aux réseaux d'électricité, d'eau, de gaz, ou de téléphone si leur construction ou leur transformation n'a pas été, selon le cas, autorisée ou agréée en vertu des articles précités ».*

Les articles R.111-31 et suivants du code de l'urbanisme fixent le présent chapitre et précisent notamment les conditions dans lesquelles peuvent être installées ou implantées des caravanes, résidences mobiles de loisirs et habitations légères de loisirs (article L. 443-4 du code de l'urbanisme).

Dans le cas particulier des caravanes, qui conservent en permanence leurs moyens de mobilité : le maire peut s'opposer au raccordement définitif d'une caravane qui serait stationnée irrégulièrement, au regard du code de l'urbanisme (articles R. 111-39 et 111-43). Est soumis à autorisation tout stationnement supérieur à 3 mois consécutifs, s'il s'agit d'une caravane d'habitation. Toutefois cette autorisation n'est pas nécessaire (article R. 111-40) :

- lorsque la caravane est stationnée sur un terrain affecté au garage collectif des caravanes et résidences mobiles de loisir ;
- lorsqu'elle est sur le terrain où est implantée la construction servant de résidence de l'utilisateur.

Les modalités de raccordement des installations, en particulier les délais prévisionnels de réalisation, sont communiquées aux clients par le gestionnaire du réseau de distribution à l'issue d'une étude préalable, après réception de la totalité des éléments techniques nécessaires.

☞ Ces éléments techniques nécessaires à une étude préalable de raccordement sont disponibles sur le site : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr).

Pour les travaux dont le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage, le choix de la solution technique retenue pour la desserte des clients appartient à ce dernier, qui devra concilier les intérêts du service public avec ceux des clients, dans le respect des textes réglementaires et en tenant compte des éventuels impacts sur l'autorité concédante.

En cas de contestation au sujet de l'application des dispositions du présent article, le différend sera réglé conformément aux dispositions de l'article 50 du présent cahier des charges.

## B) Obligation d'assurer l'accès au réseau

Toute mise en service est subordonnée à la conclusion par le client :

- soit d'un contrat unique avec un fournisseur d'électricité ; dans ce cas, le fournisseur doit avoir conclu préalablement avec le gestionnaire du réseau de distribution un contrat relatif à l'accès à ce réseau et à son utilisation ;

☞ Le contrat d'accès au réseau visé ci-dessus est le contrat GRD-F conclu en application de l'article L. 111-92 du code de l'énergie. La version en vigueur du modèle de contrat GRD-F est disponible sur le site : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr).

- soit d'un contrat d'accès au réseau conclu directement avec le gestionnaire du réseau de distribution ;

☞ Le contrat d'accès au réseau visé ci-dessus est le contrat CARD conclu en application de l'article L. 111-91 II du code de l'énergie. La version en vigueur des modèles de contrat CARD en injection et en soutirage est disponible sur le site : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr).

- soit d'un contrat de fourniture d'électricité conclu avec le fournisseur aux tarifs réglementés de vente.

☞ Conformément à l'article L. 337-7 du code de l'énergie, ce contrat ne peut être conclu qu'avec un client souhaitant souscrire pour son site une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

Dans le cas particulier des clients alimentés par des moyens de desserte décentralisés non connectés au réseau, un contrat spécifique est conclu avec le gestionnaire du réseau de distribution qui précise notamment le tarif applicable et les modalités de facturation par le gestionnaire du réseau de distribution de la mise à disposition de l'énergie ainsi produite.

Les contrats CARD conclus directement avec le gestionnaire du réseau de distribution et les contrats uniques définissent les conditions d'accès et d'utilisation du réseau public de distribution. Les principes de ces contrats et leurs modalités de consultation figurent en annexe 8.

Ces conditions d'accès et d'utilisation du réseau public de distribution sont mises à jour en tant que de besoin par le gestionnaire du réseau de distribution, après concertation avec les représentants des utilisateurs du réseau public de distribution à laquelle sont associées les organisations les plus représentatives des collectivités concédantes. Elles sont annexées aux conditions générales des tarifs réglementés de vente figurant dans les annexes 7 et 7bis.

Le gestionnaire du réseau de distribution assure la mise en service dans un délai standard précisé aux catalogues des prestations et dans un délai maximum d'un mois à partir de la date de la demande d'accès ou de sa modification, augmenté, s'il y a lieu, du délai nécessaire à l'exécution des travaux, y compris l'obtention des autorisations administratives, nécessités par le raccordement de l'installation du demandeur et dont celui-ci devra être informé.

*☞ Dans les zones où la maîtrise d'ouvrage est exercée par l'autorité concédante et lorsque la puissance de raccordement demandée par le client requiert la réalisation de renforcements de réseaux, le gestionnaire du réseau de distribution se rapprochera de l'autorité concédante afin d'évaluer avec celle-ci le délai nécessaire à la réalisation de ces travaux qu'il notifiera au client.*

La date de la demande d'accès est :

- pour un contrat unique conclu avec un fournisseur, la date à laquelle celui-ci a fait sa demande au gestionnaire du réseau de distribution,
- pour un contrat CARD conclu avec le gestionnaire du réseau de distribution, la date à laquelle le client lui a fait sa demande,
- pour un contrat aux tarifs réglementés de vente conclu avec le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, la date à laquelle celui-ci a fait sa demande au gestionnaire du réseau de distribution.

En cas de non-paiement de la contribution prévue aux articles 6 et 30 du présent cahier des charges, le gestionnaire du réseau de distribution, de sa propre initiative ou à la demande de l'autorité concédante lorsqu'une contribution lui est due, peut refuser la mise en service de l'installation du client.

En cas de non-paiement des sommes qui sont dues par le client au titre de la mise en service ou de la livraison de l'énergie, le gestionnaire du réseau de distribution peut, de sa propre initiative ou sur demande d'un fournisseur, dans le respect de la législation en vigueur, après rappel écrit constituant mise en demeure du client, interrompre l'alimentation de l'énergie à l'expiration du délai fixé dans la mise en demeure et qui ne peut être inférieur à dix jours à compter de l'envoi de cette mise en demeure.

*☞ Il existe plusieurs hypothèses où, conformément à une disposition légale, l'interruption de l'alimentation ne peut pas être réalisée par le gestionnaire du réseau de distribution, nonobstant le non-paiement des sommes dues :*

- le juge accorde au client, conformément aux dispositions de l'article 1343-5 du code civil, un délai de paiement de sa dette ;
- une procédure de règlement judiciaire est engagée à l'encontre d'un client relevant de l'une des catégories mentionnées à l'article L. 631-2 du code de commerce ;
- le client bénéficie des dispositions des articles L. 712-1 et suivants et R. 712-1 et suivants du code de la consommation relatives à la procédure devant la commission de surendettement des particuliers ;
- le client a déposé, dans les conditions fixées par l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles et par le décret n°2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau, un dossier de demande d'aide auprès de l'organisme gestionnaire du Fonds de solidarité pour le logement (FSL), dans l'attente que celui-ci se prononce ;
- du 1<sup>er</sup> novembre de chaque année au 31 mars de l'année suivante, dans une résidence principale, conformément à l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles.

### C) Obligation de consentir des contrats de fourniture aux clients bénéficiaires des tarifs réglementés de vente

Sur le territoire de la concession, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente est tenu de proposer un contrat de fourniture à toute personne, raccordée au réseau public d'électricité, demandant à bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité et répondant aux critères fixés par l'article L. 337-7 du code de l'énergie, sauf s'il a reçu entre temps injonction contraire de l'autorité compétente en matière d'urbanisme ou en matière de police et sous réserve du respect des textes réglementaires relatifs au contrôle de conformité des installations intérieures.

*☞ Les contrats sont conformes aux articles L. 224-3 et suivants du code de la consommation.*

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente consent un seul contrat de fourniture par point de livraison.

Pour un point de livraison donné, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente ne peut pas consentir d'accorder un contrat tant que le précédent n'a pas été résilié.

Toutefois, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente peut consentir un contrat de fourniture pour un point de livraison non résilié dès lors qu'en application des procédures du gestionnaire du réseau de distribution, l'exécution de la mise en service relative au nouveau contrat s'accompagne de la résiliation du contrat précédent.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente est par ailleurs tenu, sous réserve des possibilités du réseau, de proposer de fournir l'énergie électrique dans les conditions du présent cahier des charges pour la desserte des installations provisoires des clients qui ont droit aux tarifs réglementés de vente, sauf s'il a reçu entre temps injonction de l'autorité compétente en matière de police.

#### D) Accès des producteurs au réseau

L'accès au réseau des producteurs présente les particularités suivantes :

- le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de refuser l'accès au réseau à un producteur qui ne peut justifier d'une autorisation ou d'un récépissé de déclaration délivré en application du 1° du II de l'article L. 111-93 du code de l'énergie ;
- la date de mise en service des installations de production est déterminée d'un commun accord entre le producteur et le gestionnaire du réseau de distribution ;
- toute mise en service est subordonnée à la conclusion par le producteur d'un contrat d'accès au réseau conclu directement avec le gestionnaire du réseau de distribution. Les conditions générales d'accès au réseau sont précisées dans ce contrat ;
  - ☞ *La version en vigueur des modèles de contrat d'accès au réseau en injection, CARD-I ou CRAE, est disponible sur le site : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr)*
- Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu d'assurer de manière non discriminatoire l'appel des installations de production reliées à son réseau en liaison avec le gestionnaire du réseau de transport.

## **Article 29 — Branchements**

### A) Périmètre technique

Sont considérés comme branchements, tels que définis à l'article 6 du présent cahier des charges, toute canalisation ou partie de canalisation en basse tension – y compris, le cas échéant, les canalisations parfois désignées sous le nom de « dérivation individuelle » ou de « colonne montante électrique », également désignées ci-après sous le nom de « branchement collectif » – ayant pour objet d'amener l'énergie électrique du réseau à l'intérieur des propriétés desservies, et limitée :

- à l'aval :
  - aux bornes de sortie du disjoncteur<sup>7</sup>, conformément à la définition donnée par la norme NF C14-100 qui définit le point de livraison de l'énergie des branchements à puissance limitée,
  - au point de livraison situé aux bornes de sortie de l'appareil de sectionnement des branchements à puissance surveillée ;
- à l'amont : au point du réseau basse tension, électriquement le plus proche permettant techniquement de desservir d'autres utilisateurs, matérialisé par un accessoire de dérivation ; aux connecteurs dans le cas de réseaux aériens ou, dans le cas de réseaux souterrains, au système de dérivation ou de raccordement.

☞ *Conformément à l'article D. 342-1 du code de l'énergie.*

☞ *Il s'agit ici de branchements en basse tension. Toute canalisation nouvelle nécessaire à l'alimentation d'un client haute tension est une extension.*

<sup>7</sup> Ou, en l'absence de disjoncteur, aux bornes aval des fusibles calibrés et plombés

Le branchement inclut l'accessoire de dérivation ainsi que les installations de comptage.

## B) Colonnes montantes électriques (ou branchements collectifs )

Une colonne montante électrique (ou branchement collectif) désigne l'ensemble des ouvrages électriques situés en aval du coupe-circuit principal nécessaires au raccordement au réseau public de distribution d'électricité des différents consommateurs ou producteurs situés au sein d'un même immeuble ou de bâtiments séparés construits sur une même parcelle cadastrale, à l'exception des dispositifs de comptage.

Les colonnes montantes électriques ou branchements collectifs comprennent la liaison au réseau, les canalisations collectives (tronçon commun, colonne, dérivations collectives) et les dérivations individuelles.

Les colonnes montantes électriques, lorsqu'elles n'appartiennent pas aux propriétaires ou copropriétaires des immeubles dans lesquels sont situés ces ouvrages, appartiennent au réseau public de distribution électrique dans les conditions définies par la loi n° 2018-1021 du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique.

*Les dispositions législatives concernées sont codifiées dans les articles L.346-2 et suivants du code de l'énergie.*

On entend par rénovations des travaux garantissant la conformité des canalisations collectives et des dérivations individuelles avec les normes en vigueur NF C 14-100 et, pour l'interface avec les installations intérieures, NF C 15-100.

Le gestionnaire du réseau de distribution exploite, maintient et renouvelle les branchements collectifs ou colonnes montantes électriques concédés conformément à ses obligations mentionnées à l'article 1<sup>er</sup> du présent cahier des charges.

Le gestionnaire du réseau de distribution peut être amené à intervenir sur des canalisations collectives et des dérivations individuelles pour réaliser des dépannages ou des mises en sécurité provisoires. Le cas échéant, le gestionnaire du réseau de distribution facture aux propriétaires ou copropriétaires des immeubles dans lesquels sont situés ces ouvrages, les interventions réalisées.

Les réfections, les modifications ou suppressions des canalisations collectives et des dérivations individuelles rendues nécessaires par des travaux exécutés dans un immeuble sans lien avec le service public de la distribution d'électricité sont à la charge de celui qui fait exécuter les travaux.

## C) Branchements provisoires

Le gestionnaire du réseau de distribution alimente provisoirement selon les dispositions en vigueur les installations pour lesquelles une demande de ce type est formulée conformément aux modalités prévues à cet effet par les catalogues des prestations en vigueur. Le point de livraison est placé au plus près du réseau concédé ; les installations situées en aval du disjoncteur sont des installations intérieures au sens de l'article 31 du présent cahier des charges.

## **Article 30 — Contribution des tiers aux frais des raccordements sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution**

Les règles applicables à la contribution due au titre de l'opération de raccordement sont précisées aux articles L. 342-6 et suivants du code de l'énergie. Le montant de cette contribution est calculé sur la base des coûts de l'opération de raccordement de référence et en application du barème de raccordement conformément à l'arrêté du 28 août 2007.

## **Article 31 — Installations intérieures - Postes de livraison et/ou de transformation**

### A) Installations intérieures

L'installation intérieure commence :

- en haute tension, inclusivement aux isolateurs d'entrée du poste de livraison ou de transformation, dans le cas de desserte aérienne, et immédiatement à l'aval des bornes des boîtes d'extrémité des câbles dans le cas de desserte souterraine. Lorsqu'il y a raccordement direct à un poste de coupure du distributeur ou aux barres haute tension d'un poste de transformation de distribution publique, l'installation du client commence aux bornes amont incluses du sectionneur de la dérivation propre au client ;
- en basse tension, immédiatement à l'aval des bornes de sortie du disjoncteur pour les fournitures sous faible puissance, conformément au A) de l'article 29 du présent cahier des charges, et aux bornes de sortie de l'appareil de sectionnement installé chez le client pour les fournitures sous moyenne puissance.

Les installations intérieures sont exécutées et entretenues aux frais du propriétaire ou du client ou de toute personne à laquelle aurait été transférée la garde desdites installations.

*⚡ S'agissant des installations intérieures, l'article 44 du décret-loi du 30 octobre 1935 précise que : « Le bailleur ne peut s'opposer à l'installation de l'énergie électrique aux frais et pour l'usage du locataire. » L'article L. 641-10 du code de la construction et de l'habitation précise que : « Le prestataire et le propriétaire des locaux réquisitionnés ne peuvent s'opposer à l'exécution par le bénéficiaire, aux frais de celui-ci, des travaux strictement indispensables pour rendre les lieux propres à l'habitation, tels que l'installation de l'eau, du gaz et de l'électricité [...] ».*

En aucun cas le gestionnaire du réseau de distribution n'encourra de responsabilité en raison des défauts des installations du client qui ne seraient pas du fait dudit gestionnaire du réseau de distribution.

### B) Postes de livraison et/ou de transformation des clients

Les postes de livraison et de transformation des clients alimentés en haute tension seront construits conformément aux règlements et aux normes en vigueur, aux frais des clients dont ils resteront la propriété. La maintenance, les contrôles réglementaires et le renouvellement de ces postes sont à la charge des clients.

*⚡ Il s'agit des normes NF C13-100, 13-101, 13-102 et 13-103 relatives aux règles d'installation des postes de livraison d'énergie électrique à un utilisateur, alimentés sous une tension nominale comprise entre 1 et 33 kV.*

Les plans et spécifications du matériel sont soumis à l'agrément du gestionnaire du réseau de distribution avant tout commencement d'exécution.

Toutefois la fourniture et le montage de l'appareillage de mesure et de contrôle sont assurés comme spécifié à l'article 33 du présent cahier des charges.

### C) Mise sous tension

Pour assurer la sécurité de l'opération de mise en service pour le client et les tiers, le gestionnaire du réseau de distribution vérifie, avant la première mise sous tension des installations du client, que ce dernier dispose d'une attestation de la conformité desdites installations à la réglementation et aux normes en vigueur.

*⚡ Les modalités du contrôle et de l'attestation de conformité des installations électriques intérieures aux règlements et normes de sécurité en vigueur sont fixées par les articles D. 342-18 et suivants du code de l'énergie et les arrêtés pris pour leur application.*

### D) Mise hors tension des postes de livraison et installations des clients

La mise hors tension des postes de livraison, de transformation ou des installations intérieures est exécutée par le gestionnaire du réseau de distribution aux frais du demandeur ou de l'utilisateur présumé.

*⚡ L'article R. 323-35 du code de l'énergie précise les modalités de mise hors tension des ouvrages laissés en déshérence.*



## **Article 32 — Surveillance du fonctionnement des installations des clients raccordées aux ouvrages concédés**

A) Les installations et appareillages des clients raccordés aux ouvrages concédés doivent fonctionner en sorte :

- de ne pas compromettre la sécurité des personnes et des biens,
- d'éviter des troubles dans l'exploitation des installations des autres clients et des réseaux concédés,
- d'empêcher l'usage illicite ou frauduleux de l'énergie électrique.

L'énergie n'est en conséquence soutirée ou injectée sur le réseau que si les installations et appareillages des clients fonctionnent conformément à la réglementation et aux normes applicables à ces fins ou, en l'absence de telles dispositions, respectent les tolérances retenues par le gestionnaire du réseau de distribution. Ces tolérances concernent notamment la tension ou les taux de courants harmoniques, les niveaux de chutes de tension et de déséquilibres de tension et sont accessibles sur simple demande.

B) En ce qui concerne les moyens de production d'énergie électrique susceptibles d'être couplés au réseau, le client ne pourra mettre en œuvre de tels moyens qu'avec l'accord préalable et écrit du gestionnaire du réseau de distribution sur la spécification des matériels utilisés, en particulier les dispositifs de protection de découplage, sur les modalités d'exploitation de la source de production et sur la conformité du dispositif de comptage en place. Dans certains cas, le remplacement ou la modification du dispositif de comptage peuvent s'avérer nécessaires avant la mise en œuvre par le client de moyens de production. Ce remplacement ou cette modification sont effectués à l'initiative du gestionnaire du réseau de distribution.

Pour le cas où le client entend injecter tout ou partie de l'énergie électrique produite par ses installations, il lui appartient de se rapprocher du gestionnaire du réseau de distribution pour définir avec lui les modalités de souscription d'un contrat spécifique relatif à l'injection de ladite énergie sur le réseau.

Lorsque les installations du client comportant des moyens de production d'énergie électrique susceptibles d'être couplés au réseau n'injectent pas d'énergie sur ce dernier, celles-ci ne pourront être mises en service que si elles ne portent pas atteinte à la sécurité des personnes et des biens et n'apportent aucun trouble au fonctionnement du réseau.

Le client a l'obligation d'informer le gestionnaire du réseau de distribution au moins un mois avant leur mise en service par courrier postal ou électronique pour les installations dont la puissance est inférieure à 36 kVA et au moins trois mois avant leur mise en service par lettre recommandée avec demande d'avis de réception pour les installations dont la puissance est supérieure à 36 kVA ou raccordées en HTA, des moyens de production raccordés à ses installations, de leurs caractéristiques et de toute modification ultérieure de ceux-ci.

C) Eu égard aux objectifs ci-dessus définis, le gestionnaire du réseau de distribution est autorisé à vérifier ou à faire vérifier les installations du client avant la mise en service de celles-ci et ultérieurement autant que de besoin. Si les installations sont reconnues défectueuses ou si le client s'oppose à leur vérification, le concessionnaire pourra refuser de livrer l'énergie électrique ou interrompre cette livraison. Il pourra de même refuser d'accueillir toute injection d'énergie par des installations de production ne respectant pas les conditions définies ci-dessus.

En cas de désaccord sur les mesures à prendre en vue de faire disparaître toute cause de trouble dans le fonctionnement général du réseau, le différend sera soumis à l'autorité concédante au titre de sa mission de contrôle des ouvrages. A défaut d'accord dans un délai de dix jours, celui-ci pourra être porté à la connaissance du Préfet en vue d'une conciliation éventuelle.

De même, en cas d'injonction émanant de l'autorité de police compétente ou d'une juridiction statuant en référé, de danger grave et immédiat, de trouble causé par un client dans le fonctionnement de la distribution ou d'usage illicite ou frauduleux, le gestionnaire du réseau de distribution aura les mêmes facultés de refus ou d'interruption.

## **Article 33 — Appareils de mesure et de contrôle**

Les appareils de mesure et de contrôle des éléments concourant à la facturation de l'énergie électrique et à l'équilibrage des flux sont d'un modèle répondant aux exigences de l'arrêté du 1<sup>er</sup> août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active.

Les appareils de mesure et de contrôle mis en œuvre pour la tarification et la facturation de l'énergie électrique comprennent notamment :

- un compteur d'énergie active ainsi que d'éventuels dispositifs additionnels nécessaires à la mise en œuvre prévue dans la réglementation :
  - dispositifs liés à la mesure en fonction de la puissance demandée par le client (transformateurs de mesure par exemple) ;
  - dispositifs de communications utilisés par le gestionnaire du réseau de distribution pour mettre à disposition les services prévus par la réglementation ;
  - dispositifs de limitation ou de contrôle de la puissance ;
  - dispositifs complémentaires nécessaires à la mise en œuvre de certaines tarifications (relais, horloges par exemple).
- en substitution à certains matériels ci-dessus, les dispositifs de comptage mis en place en application des articles R. 341-4 et suivants du code de l'énergie dans le respect des objectifs et conditions fixés par la réglementation.

Le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre, dans les conditions prévues par la réglementation, des dispositifs permettant aux fournisseurs d'énergie de proposer à leurs clients des prix différents suivant les périodes de l'année ou de la journée et incitant les utilisateurs du réseau à limiter leur consommation dans les périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée.

*Les articles R. 341-4 et suivants, complétés notamment par un arrêté du 4 janvier 2012 et une délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 juillet 2014, précisent les fonctionnalités de ces dispositifs de comptage évolués et les modalités de leur déploiement.*

### **A) Basse tension**

En basse tension, les compteurs électriques sont installés et périodiquement vérifiés sous la responsabilité du gestionnaire du réseau de distribution, conformément aux dispositions de l'arrêté du 1<sup>er</sup> août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active. Il en est de même pour les autres appareils de mesure et de contrôle, y compris les dispositifs additionnels de communication ou de transmission d'information répondant directement au même objet, ainsi que leurs accessoires (tableau de support, dispositif de fixation et de scellement, etc.).

Ces instruments sont entretenus et renouvelés par ses soins et font partie du domaine concédé.

Les appareils de mesure et de contrôle mis en œuvre pour la tarification et la facturation de l'énergie électrique sont scellés par le gestionnaire du réseau de distribution. Ceux de ces appareils qui appartiendraient aux clients à la signature du présent cahier des charges continuent, sauf convention contraire avec le gestionnaire du réseau de distribution, à rester leur propriété, l'entretien de ces appareils étant à leur charge. Toutefois, lorsque ces appareils sont renouvelés, le gestionnaire du réseau de distribution fournit et pose de nouveaux instruments qui sont intégrés au domaine concédé.

Les compteurs, ainsi que les dispositifs additionnels et accessoires, sont normalement installés en un ou des emplacements appropriés, choisis d'un commun accord entre le client et le gestionnaire du réseau de distribution. Le client devra veiller à ne pas porter atteinte à l'intégrité et au bon fonctionnement des appareils.

En cas de renouvellement, le nouveau compteur est posé en lieu et place du compteur existant sans modification de l'installation intérieure.

⚡ Les prescriptions relatives à l'emplacement du compteur et au comptage » sont précisées par la norme NF C 14-100.

## B) Haute tension

Pour les clients alimentés en haute tension, les appareils de mesure et de contrôle sont fournis, posés, réglés, scellés et périodiquement vérifiés par le gestionnaire du réseau de distribution, conformément aux dispositions de l'arrêté du 1<sup>er</sup> août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active.

Ceux de ces appareils qui appartiennent aux clients à la signature du présent cahier des charges restent, sauf convention contraire avec le gestionnaire du réseau de distribution, leur propriété et l'entretien de ces appareils est à leur charge. Toutefois, lorsque ces appareils sont renouvelés, le gestionnaire du réseau de distribution fournit et pose de nouveaux instruments qui sont intégrés au domaine concédé, à l'exception des transformateurs de mesure pour les comptages placés sur la haute tension.

Dans le cas où le comptage est placé sur la haute tension, les transformateurs de mesure sont fournis, posés et changés, en accord avec le gestionnaire du réseau de distribution, par le client et restent sa propriété.

Les conditions de pose, descelllement, d'entretien et, s'il y a lieu, de location des appareils de mesure, sont définies dans le contrat que le client signe avec le gestionnaire du réseau de distribution.

## **Article 34 — Vérification des appareils de mesure et de contrôle**

Les agents qualifiés du gestionnaire du réseau de distribution doivent avoir accès, à tout moment, aux appareils de mesure et de contrôle.

Le gestionnaire du réseau de distribution peut procéder à la vérification des appareils de mesure et de contrôle chaque fois qu'il le juge utile.

⚡ *Le contrôle des instruments de mesure est régi par le décret n°2001-387 du 3 mai 2001 dont l'article 35 traite du contrôle des instruments par leur détenteur. Les modalités de ce contrôle sont définies par l'arrêté du 1<sup>er</sup> août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active.*

Les clients ont de même le droit de demander la vérification de ces appareils soit par le gestionnaire du réseau de distribution, soit par un expert désigné d'un commun accord ; les frais de vérification sont à la charge du client, dans les conditions prévues aux catalogues de prestations du gestionnaire du réseau de distribution, si le compteur est reconnu exact, dans la limite de la tolérance réglementaire.

L'autorité concédante peut signaler au gestionnaire du réseau de distribution des appareils de comptage dont elle estime qu'ils pourraient présenter une défaillance. Le gestionnaire du réseau de distribution procède à des vérifications, apporte les mesures correctives qu'il juge utiles et en informe l'autorité concédante.

Dans tous les cas, un défaut d'exactitude ne sera pris en considération que s'il dépasse la limite de tolérance réglementaire.

Les compteurs déposés doivent faire l'objet d'une vérification avant réutilisation.

⚡ *Cette vérification est réalisée conformément aux dispositions de l'arrêté du 1<sup>er</sup> août 2013 relatif aux compteurs d'énergie active.*

Lorsqu'une erreur est constatée dans l'enregistrement des consommations, une rectification est effectuée par le gestionnaire du réseau de distribution dans les limites autorisées par les textes applicables en matière de prescription et de consommation. La période à corriger commence à la date à laquelle le concessionnaire a pu constater pour la dernière fois le bon fonctionnement du dispositif de comptage et se termine à la date à laquelle le matériel défectueux ou détérioré est remplacé. Pendant la période définie ci-dessus où ces appareils auront donné des indications erronées, les quantités d'énergie livrées seront déterminées par comparaison avec les consommations des périodes antérieures similaires au regard de l'utilisation de l'électricité ou à défaut, par comparaison avec des sites présentant des caractéristiques de consommation comparables (puissance, option tarifaire, zone géographique).

☞ Conformément à l'article L. 224-11 du code de la consommation, l'électricité antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé ne peut être facturée, sauf en cas de défaut d'accès au compteur, d'absence de transmission par le consommateur d'un index relatif à sa consommation réelle, après un courrier adressé au client par le gestionnaire de réseau par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, ou de fraude.

## **Article 35 — Niveaux de qualité, nature et caractéristiques de l'énergie livrée**

### **A) Niveaux de qualité de l'énergie livrée**

Le gestionnaire du réseau de distribution doit assurer une desserte en électricité d'une qualité régulière, définie et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique.

Les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en matière de qualité qui doivent être respectés par le gestionnaire du réseau de distribution sont définis par la réglementation en vigueur.

☞ Les niveaux de qualité sont fixés par la section 1 du chapitre II du titre II du livre III de la partie réglementaire du code de l'énergie et par l'arrêté du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité, pris en application des articles D. 322-1 et suivants du code de l'énergie.

Si les niveaux de qualité ne sont pas atteints en matière d'interruptions d'alimentation imputables au réseau public de distribution, sur demande de l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau de distribution remet entre les mains d'un comptable public une somme qui lui sera restituée après constat du rétablissement du niveau de qualité.

☞ Les modalités d'application de ces dispositions prévues à l'article L. 322-12 du code de l'énergie sont fixées par le décret n°2016-1128 du 17 août 2016 relatif à la consignation en cas de non-respect du niveau de qualité en matière d'interruption de l'alimentation en électricité.

De plus, des valeurs repère en matière de niveaux de qualité sont définies dans le schéma directeur d'investissements, lequel sera décliné dans des programmes pluriannuels d'investissement, mentionnés à l'article 11 du présent cahier de charges.

Par ailleurs, dans les conditions définies par la législation, les tarifs d'utilisation des réseaux peuvent comporter des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager le gestionnaire du réseau de distribution à améliorer sa performance, notamment en ce qui concerne la qualité.

☞ Conformément à l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité.

### **B) Nature et caractéristiques de l'énergie livrée**

Les engagements du gestionnaire du réseau de distribution vis-à-vis des clients concernant la nature et les caractéristiques de l'énergie livrée sont fixés dans les contrats permettant l'accès au réseau public de distribution, dans le respect de la réglementation en vigueur.

1°) En haute tension, l'électricité est livrée sous forme de courant alternatif triphasé, à la fréquence nominale fixée par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité et sous une tension nominale de [20 000 volts].

☞ La fréquence nominale de la tension au point de livraison est de 50 Hz. Le gestionnaire de réseau de distribution s'engage sur la fréquence de la tension conformément à la norme NF EN 50160.

Les tolérances de variation de la tension autour de la valeur nominale ci-dessus sont les suivantes :

- la valeur de la tension fixée dans chaque contrat conclu avec un client pour l'accès au réseau public de distribution (ci-après : « tension contractuelle ») ne doit pas s'écarter de plus de 5 %, en plus ou en moins de la tension nominale ;

- la tension de fourniture dans les conditions normales d'exploitation, mesurée au point de livraison, ne doit pas s'écarter de plus de 5 %, en plus ou en moins de la valeur de la tension contractuelle.

*☞ L'arrêté du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité, pris en application des articles D. 322-1 et suivants du code de l'énergie, prescrit que la tension efficace au point de livraison, moyennée sur dix minutes, doit être au moins égale à 90% de la tension nominale, sans pouvoir excéder 110% de la tension nominale.*

*La norme NF EN 50160 précise les conditions de mesure et la norme NF EN 61000-4-30 la méthode de mesure.*

En haute tension, le gestionnaire du réseau de distribution prend également à l'égard des clients, des engagements concernant la continuité et la qualité de l'onde de tension. Ils comportent des seuils de tolérance qui peuvent être personnalisés dans les conditions prévues aux contrats d'accès au réseau :

- en-deçà desquels le gestionnaire du réseau de distribution est présumé non responsable des dommages survenant chez les clients, du fait d'interruptions ou de défauts dans la qualité de la fourniture ;
- au-delà desquels le gestionnaire du réseau de distribution est présumé responsable des dommages visés et tenu d'indemniser les clients à hauteur des préjudices effectivement subis par ces derniers, sauf dans les cas qui relèvent de la force majeure ou de circonstances exceptionnelles au sens de l'article D. 322-1 du code de l'énergie - indépendantes de la volonté ou de l'action du gestionnaire du réseau de distribution et non maîtrisables en l'état des techniques - caractérisant un régime d'exploitation perturbé. Les modalités financières sont précisées dans les contrats des clients.

*☞ Les engagements pris ou susceptibles d'être ainsi souscrits par le gestionnaire du réseau de distribution concernent :*

- les coupures pour travaux sur le réseau public de distribution ;
- les interruptions suite à incident ;
- les variations rapides de la tension (papillotement) ;
- le déséquilibre de la tension.

Les engagements sur la qualité de l'onde sont basés sur la norme NF EN 50160 « Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution » qui définit, décrit et spécifie, au point de livraison de l'utilisateur du réseau, les caractéristiques principales de tension fournie par un réseau public basse tension, moyenne tension et haute tension AC dans des conditions normales d'exploitation.

2°) L'électricité est livrée en basse tension sous forme de courant monophasé, ou triphasé, alternatif avec une fréquence de la tension conforme aux exigences fixées au 1°), et avec une tension conforme aux textes réglementaires et normatifs relatifs aux tensions nominales en basse tension des réseaux de distribution d'énergie électrique.

*☞ L'arrêté du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité, pris en application des articles D. 322-1 et suivants du code de l'énergie, a fixé la tension pour les livraisons en basse tension, à 230 volts en monophasé, c'est-à-dire entre l'une quelconque des trois phases et le neutre, et à 400 volts en triphasé, c'est-à-dire entre deux quelconques des trois phases. L'arrêté précité prescrit que la tension efficace au point de livraison, moyennée sur dix minutes, doit être au moins égale à 90% de la tension nominale, sans pouvoir excéder 110% de la tension nominale.*

*La norme NF EN 50160 précise les conditions de mesure et la norme NF EN 61000-4-30 la méthode de mesure.*

En basse tension, le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à mettre tous les moyens en œuvre en vue d'assurer la disponibilité du réseau public de distribution pour acheminer l'électricité jusqu'au point de livraison du client, sauf dans les cas qui relèvent de la force majeure ou de circonstances exceptionnelles au sens de l'article D. 322-1 du code de l'énergie.

## **Article 36 — Continuité de service**

Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de prendre les dispositions appropriées pour acheminer l'énergie électrique dans les conditions de continuité et de qualité définies par l'article 35 ci-dessus et par les textes réglementaires en vigueur, afin de concilier les besoins des clients, les aléas inhérents à l'exploitation du réseau et la nécessité pour le gestionnaire du réseau de distribution de faire face à ses charges.

*☞ Les modalités d'application de ces dispositions prévues à l'article L. 322-12 du code de l'énergie sont fixées par des dispositions réglementaires, notamment par les articles D. 322-2 et suivants du code de l'énergie relatifs aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.*

Les conditions de qualité et de continuité de l'onde électrique sont précisées dans les contrats des clients.

Le gestionnaire du réseau de distribution a toutefois la faculté d'interrompre le service pour toutes opérations d'investissement dont lui ou l'autorité concédante est maître d'ouvrage, de mise en conformité ou de maintenance du réseau concédé, ainsi que dans le cadre de manœuvres liées au dépannage, aux opérations de délestage en regard de conditions d'exploitation contrainte, de l'injonction d'une autorité ou lors de réparations urgentes que requiert le matériel. Le gestionnaire du réseau de distribution s'efforce alors de réduire ces interruptions au minimum, notamment par l'utilisation des possibilités nouvelles offertes par le progrès technique, et de les situer, dans toute la mesure compatible avec les nécessités de l'exploitation, aux dates et heures susceptibles de provoquer le moins de gêne possible aux clients.

En basse tension, lorsque des interventions programmées, et donc non urgentes, sur le réseau sont nécessaires, les dates, heures et durées prévisibles de ces interruptions sont portées au moins trois jours à l'avance à la connaissance de l'autorité concédante, du maire intéressé et des clients, par voie de presse, d'affichage et, dans toute la mesure du possible, d'information individuelle.

En haute tension, lorsque les travaux ne présentent pas un caractère d'urgence, le gestionnaire du réseau de distribution prend contact avec les clients concernés raccordés en haute tension en soutirage afin de déterminer d'un commun accord la date de réalisation des travaux. Le gestionnaire du réseau de distribution informe le client de la date, de l'heure et de la durée des coupures, au moins 10 jours ouvrés avant la date de réalisation effective des travaux.

Les contrats des clients mentionnent ces engagements, ainsi que les modalités de programmation des interruptions.

Dans les circonstances exigeant une intervention immédiate, le gestionnaire du réseau de distribution est autorisé à prendre d'urgence les mesures nécessaires. Il en avise, dans la mesure du possible, le maire intéressé, l'autorité concédante et le service du contrôle désigné par celle-ci.

## **Article 37 — Modification des caractéristiques de l'énergie livrée**

En application du principe d'adaptabilité à la technique, le gestionnaire du réseau de distribution a le droit de procéder aux travaux de changement de tension ou de nature de l'énergie distribuée en vue d'augmenter la capacité des réseaux existants, de les rendre conformes aux normes prescrites par les textes réglementaires en vigueur ou de les exploiter aux tensions normalisées fixées par ceux-ci.

*☞ Il s'agit des textes déjà cités en commentaire de l'article 35 ci-dessus.*

Les travaux concernant lesdites modifications sont portés à la connaissance de l'autorité concédante et des clients intéressés six mois au moins avant leur commencement.

Si le gestionnaire du réseau de distribution vient à modifier à un moment quelconque les caractéristiques du courant alternatif livré à un client, il prend à sa charge les frais de modification des appareils et des installations consécutifs à ce changement sous les réserves suivantes :

### **A) En basse tension**

1°) Les clients supportent la part des dépenses qui correspond à la mise en conformité de leurs installations intérieures avec les textes réglementaires en vigueur lors du changement de tension et de leurs appareils électriques, dans la mesure où ce renouvellement n'est pas la conséquence du

changement de nature de l'énergie, mais est rendu nécessaire par l'état des appareils.

2°) Les clients peuvent obtenir la modification ou, éventuellement, l'échange de leurs appareils électriques:

- s'il s'agit d'appareils utilisés conformément aux règles en vigueur, en service régulier et en bon état de marche,
- si ces appareils ont été régulièrement déclarés au gestionnaire du réseau de distribution lors du recensement effectué par ses soins,
- si la puissance totale des appareils à modifier ou à échanger est en harmonie avec la puissance souscrite des clients.

En cas d'échange d'appareils convenu d'un commun accord, le gestionnaire du réseau de distribution fournit aux clients de nouveaux appareils et devient propriétaire des anciens. Il prend à sa charge le remplacement des appareils par des appareils équivalents. En cas de remplacement d'appareils anciens par des appareils neufs, le gestionnaire du réseau de distribution peut demander aux clients une participation tenant compte de la plus-value de l'appareil par rapport à l'appareil usagé.

## B) En haute tension

Les clients supportent la part des dépenses qui correspond soit à la mise en conformité de leurs installations avec les règlements qui auraient dû être appliqués avant la transformation du réseau, soit à un renouvellement normal anticipé de tout ou partie des installations. La plus-value correspondant à ce renouvellement peut toutefois être payée, si le client le demande, par annuités pendant la durée normale restant à courir pour l'amortissement des installations rendues inutilisables par le changement de tension et sans majoration pour les intérêts.

Sont à la charge du gestionnaire du réseau de distribution les modifications à apporter aux appareils électriques ou le remplacement de ces appareils par des appareils équivalents, notamment du point de vue de leur état de fonctionnement, à condition que ces appareils aient été régulièrement déclarés au gestionnaire du réseau de distribution au cours du recensement préalable à la modification et que la puissance totale desdits appareils ne soit pas disproportionnée avec la puissance souscrite par le client.

## **Article 38 — Gestion de crise affectant le réseau**

Une situation de crise se caractérise par la survenance d'un évènement qui porte atteinte directement ou indirectement et de façon significative à l'intégrité et à la sécurité des personnes et des biens ou qui entrave le fonctionnement du service public de distribution d'électricité, sur un large périmètre ou une durée longue.

Le gestionnaire du réseau de distribution prévoit les mesures nécessaires au maintien de la satisfaction des besoins prioritaires de la population lors des situations de crise. Le niveau de satisfaction de ces besoins est fixé en fonction de la vulnérabilité de certains groupes de populations, des caractéristiques du service ou du réseau concerné et du degré constaté de défaillance du réseau. Les critères de définition des populations vulnérables et le niveau spécifique de satisfaction de leurs besoins sont précisés, en tant que de besoin, par arrêté conjoint des ministres en charge de la santé, de la sécurité civile et de l'énergie.

*☞ En application de l'article L. 732-1 et des articles R. 732-1 et suivants du code de la sécurité intérieure.*

Le gestionnaire du réseau de distribution prend notamment des mesures pour protéger les installations contre les risques, agressions et menaces prévisibles et alerter sans délai l'autorité compétente de l'imminence ou de la survenue d'une défaillance grave de ses installations susceptible de porter atteinte à la continuité du service.

Il élabore en outre un plan interne de crise qui permet d'assurer le plus rapidement possible une distribution adaptée du service permettant la satisfaction des besoins prioritaires de la population en cas de situation de crise.

Lorsque sur le territoire de la concession, les conditions normales d'exploitation ne peuvent plus être assurées en raison d'une situation de crise, le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre une

organisation et des ressources dédiées dans le cadre d'un dispositif de gestion de crise adaptée à la situation.

En particulier, le gestionnaire du réseau de distribution met en place une plate-forme d'appel réservée à l'autorité concédante et aux collectivités locales. Le cas échéant, le gestionnaire du réseau de distribution informe l'autorité concédante de tout dispositif particulier d'information et d'assistance mis en œuvre au niveau des communes touchées par la situation de crise et communique le nom et les coordonnées des agents du concessionnaire dédiés, pendant la gestion de la crise, aux mairies concernées.

Le gestionnaire du réseau de distribution informe l'autorité concédante de façon régulière de l'état du réseau de distribution publique d'électricité et de l'avancement des opérations de réalimentation.

Il en informe également le préfet. Lorsque l'ampleur de la crise conduit le préfet à mettre en place une Cellule Opérationnelle Départementale (COD), le gestionnaire du réseau de distribution désigne un représentant qu'il met à la disposition de cette cellule.

*☞ En application de l'article L. 732-2 du code de la sécurité intérieure.*

A chaque révision du plan ORSEC initiée par le représentant de l'Etat compétent, le gestionnaire du réseau de distribution réalise une étude des conditions dans lesquelles il satisfait aux obligations qui lui sont fixées en matière de maintien de la satisfaction des besoins prioritaires de la population, en fonction de l'évolution des risques et menaces auxquels la population est exposée. Cette étude est soumise pour avis à l'assemblée délibérante de l'autorité concédante, ainsi qu'aux maires des communes concernées.

*☞ En application des articles R. 732-3 et suivants du code de la sécurité intérieure sur les besoins prioritaires de la population et aux mesures à prendre par les exploitants d'un service destiné au public lors de situations de crise.*

En tant que de besoin, les programmes pluriannuels mentionnés à l'article 11 du présent cahier des charges font l'objet d'une mise à jour concertée en conséquence.

## **Article 39 — Conditions de service aux clients aux tarifs réglementés de vente d'électricité**

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'engage à assurer dans les meilleures conditions un service public de qualité aux clients de la concession.

### **A) Accueil des clients**

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente propose différents moyens d'accès à ses services afin d'offrir aux clients une relation adaptée à leurs attentes. Il s'attache à enrichir ces moyens d'accès en tenant compte des progrès de la technique.

*☞ L'offre du fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'inscrit dans une logique « multi-canal » pour permettre aux clients de joindre ses services, à la date de signature du présent contrat, par téléphone, via les sites internet, les applications mobiles ou encore dans ses points d'accueil dont les jours et heures d'ouverture sont précisés sur son site internet.*

En particulier, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met à la disposition des clients les conseillers de ses centres de relation clients qui fonctionnent de façon maillée sur la zone de desserte nationale du concessionnaire.

*☞ A la date de signature du présent contrat, tous les centres de relation clients du fournisseur aux tarifs réglementés de vente sont localisés en France.*

Il informe les clients de ses obligations au titre des tarifs réglementés de vente, notamment en portant à leur connaissance les conditions générales de vente et leurs modifications, mentionnées à l'article 27 du présent cahier des charges.

*☞ Les conditions générales de vente sont accessibles sur le site internet du fournisseur aux tarifs réglementés de vente.*



## B) Informations et conseils aux clients

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'attache à fournir aux clients une information objective et à leur proposer, lors de la mise en service de leur installation et à tout moment, à leur demande, une offre adaptée à leurs besoins.

*☞ Lors de la conclusion du contrat, sur la base des éléments d'information recueillis auprès du client sur ses besoins, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente le conseille sur le tarif à souscrire pour son point de livraison. En cours de contrat, le client peut contacter le fournisseur aux tarifs réglementés de vente pour s'assurer de l'adéquation du tarif souscrit en cas d'évolution de ses besoins. Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'engage à répondre à toute demande du client qui souhaiterait disposer d'éléments d'information généraux pour s'assurer que son tarif est adapté à son mode de consommation.*

En particulier, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informe les demandeurs souhaitant souscrire une puissance inférieure ou égale à 36 kVA de leur droit à une offre de fourniture d'électricité basée sur un tarif réglementé de vente.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met à la disposition des clients équipés d'un compteur communicant les informations prévues à l'article L. 224-9 du code de la consommation selon les modalités définies par le décret prévu pour son application.

*☞ Pour les clients non équipés d'un compteur communicant, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met à leur disposition un bilan annuel de leurs consommations et de leurs factures, si les données sont disponibles sur une année pleine. Ce bilan est transmis aux clients avec leur facture soit par voie postale, soit par voie électronique s'ils ont opté pour la facture électronique.*

*Ce bilan s'articule autour de quatre contenus :*

- *le bilan des factures exprimé en euros ;*
- *le bilan des consommations exprimées en kWh ;*
- *des analyses de consommation :*
  - o *évolutions des consommations dans le temps,*
  - o *comparaison de la consommation à celle de foyers similaires sur la période,*
  - o *analyse de l'utilisation des Heures Creuses pour les clients HC/HP sur la période,*
  - o *répartition estimée de la consommation par usages.*
- *des conseils éco-gestes.*

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente accompagne les clients pour leur permettre de prendre pleinement part à la transition énergétique, faire des économies d'énergie et modérer leur facture, selon les modalités précisées au chapitre III du présent cahier des charges.

Il aide les clients rencontrant des difficultés de paiement à analyser leur consommation de manière personnalisée, les conseille sur les modalités de paiement les plus adaptées, les informe sur les aides et les oriente, le cas échéant, vers les services adéquats.

S'agissant des clients en situation de précarité énergétique, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met en œuvre les dispositions prévues à l'article 22 du chapitre III du présent cahier des charges.

## C) Modalités de contractualisation et de résiliation

Toute livraison d'énergie électrique est subordonnée à la passation d'un contrat entre le fournisseur aux tarifs réglementés de vente et le client pouvant bénéficier d'un tarif réglementé de vente, dans les conditions définies par la réglementation.

*☞ Conformément aux articles L.224-1 et suivants du code de la consommation.*

Les contrats souscrits avec les clients bénéficiaires des tarifs réglementés de vente alimentés en haute tension fixent les modalités de la relève des quantités d'électricité acheminées et de la facturation de l'utilisation du réseau.

Le client demeure personnellement responsable des obligations nées de son contrat, notamment du paiement des factures, jusqu'à la date effective de sa résiliation, et ce sans préjudice des obligations des personnes tenues solidairement au paiement.

## D) Modalités de facturation et de paiement

Les modalités de facturation et de paiement sont établies par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente dans le respect de la réglementation.

☞ *A la date de signature du présent contrat, conformément à l'article 104 de la loi n° 2005-104 du 12 février 2005, les factures de fourniture d'électricité ou de gaz naturel à leurs modalités de paiement et aux conditions de report ou de remboursement des trop-perçus.*

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente propose aux clients des rythmes de facturation adaptés à leurs besoins, précisés dans les conditions générales de vente annexées au présent cahier des charges.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente pourra élargir sa proposition de rythmes de facturation dans le cadre du déploiement des compteurs communicants.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente propose aux clients des modalités de paiement souples et personnalisées qui sont précisées dans les conditions générales de vente, en enrichissant la gamme d'offres de règlement.

☞ *A la date de signature du présent contrat, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente propose les modalités suivantes en encourageant les modalités dématérialisées :*

- le prélèvement automatique,
- le télé-règlement,
- la carte bancaire,
- le chèque,
- le TIP,
- en espèces dans les bureaux de poste.

Le chèque énergie est un titre de paiement accepté par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente dans les conditions prévues par la loi.

☞ *Conformément à l'article L.124-1 du code de l'énergie.*

En cas de retard dans le règlement des factures, des pénalités sont exigibles par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente auprès des clients conformément aux conditions générales de vente annexées au présent cahier des charges.

En cas de régularisation importante de facture, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente peut proposer aux clients des solutions d'échelonnement de paiement adaptées aux situations.

En cas de non-paiement des sommes qui lui sont dues par le client dans le délai défini par les conditions générales de vente annexées au présent contrat, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente peut réduire ou interrompre la livraison d'électricité après en avoir informé le client, conformément à la réglementation en vigueur.

☞ *Il existe plusieurs hypothèses où, conformément à une disposition légale, l'interruption de la fourniture ne peut être réalisée par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, nonobstant le non-paiement des sommes dues :*

- le juge accorde au client conformément aux dispositions de l'article 1343-5 du code civil, un délai de paiement de sa dette ;
- une procédure de règlement judiciaire est engagée à l'encontre d'un client relevant de l'une des catégories mentionnées à l'article L. 631-2 du code de commerce ;
- le client bénéficie des dispositions des articles L. 712-1 et R. 712-1 et suivants du code de la consommation relatives à la procédure devant la commission de surendettement des particuliers;
- le client a déposé, dans les conditions fixées par l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles et du décret n° 2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau modifié, un dossier de demande d'aide auprès de l'organisme gestionnaire du Fonds de solidarité pour le logement (FSL), dans l'attente que celui-ci se prononce ;
- conformément à l'article L.115-3 du code de l'action sociale et des familles, entre 1<sup>er</sup> novembre de chaque année et le 31 mars de l'année suivante.

## **Article 40 — Traitement des réclamations**

Toute réclamation adressée par les clients au concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, quel que soit son mode de transmission (par exemple, téléphone, site internet ou courrier), donne lieu à une réponse du concessionnaire.

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente maintiennent, chacun pour ce qui le concerne, un dispositif de traitement des réclamations pour apporter une réponse rapide aux attentes des clients.

Le gestionnaire du réseau de distribution répond aux clients dans les délais définis par la Commission de régulation de l'énergie.

*☞ Conformément à l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances.*

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente organise le traitement des réclamations en instituant un premier niveau d'instance constitué par ses centres de relation client et une instance d'appel constituée par son service Consommateurs. Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informe le client du délai de traitement de sa réclamation quand la réponse ne peut pas être apportée immédiatement par le centre de relation client. L'objectif du fournisseur aux tarifs réglementés de vente est d'apporter une réponse aux réclamations écrites des clients dans un délai de trente jours à compter de leur réception.

*☞ Le service Consommateurs est compétent sur la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente.*

En complément de ce dispositif, les clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente, ainsi que les clients utilisateurs du réseau de distribution, ont la possibilité de solliciter le médiateur du concessionnaire.

*☞ Le médiateur du concessionnaire respecte les dispositions de l'ordonnance n° 2015-1033 du 20 août 2015 transposant en droit interne la directive du 21 mai 2013 sur le règlement extrajudiciaire des litiges de consommation.*

En outre, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informent les clients de la faculté dont ils disposent de saisir le médiateur national de l'énergie, telle que prévue à l'article L. 122-1 du code de l'énergie.

*☞ Conformément à l'article L. 122-1 du code de l'énergie, le médiateur national de l'énergie est chargé de recommander des solutions aux litiges entre les personnes physiques ou morales et les entreprises du secteur de l'énergie et de participer à l'information des consommateurs énergie sur leurs droits.*

*La saisine du médiateur national de l'énergie :*

- ne peut concerner que des litiges nés de l'exécution des contrats conclus par un consommateur non professionnel ou par un consommateur professionnel appartenant à la catégorie des micro-entreprises mentionnée à l'article 51 de la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie ;*
- doit faire suite à une réclamation écrite préalable du consommateur auprès du fournisseur ou du distributeur concerné, qui n'a pas permis de régler le différend dans le délai fixé à l'article R. 122-1 du code de l'énergie ;*
- peut être exercée directement et gratuitement par le consommateur ou son mandataire.*

Le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, indique sur toutes ses réponses aux réclamations reçues les recours possibles.

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente rendent compte à l'autorité concédante des réclamations reçues et des réponses apportées au titre du présent article, au travers du compte rendu annuel d'activité prévu à l'article 44 du présent cahier des charges.

## CHAPITRE V

### TARIFICATION

#### **Article 41 — Principes généraux régissant la tarification des fournitures aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente**

L'autorité concédante et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente adhèrent aux principes suivants :

- égalité de traitement : des fournitures ayant les mêmes caractéristiques doivent pouvoir bénéficier des mêmes options et opportunités tarifaires ;

☞ *Les caractéristiques à prendre en considération sont les suivantes :*

- période de mise à disposition ou d'utilisation de l'énergie ;
- puissance demandée ou mise à disposition et modulation de cette puissance selon ces périodes ;
- tension de raccordement ;
- consommation d'énergie réactive rapportée à la consommation d'énergie active ;
- durée des contrats.

- péréquation géographique des tarifs au plan national, le cas des îles non reliées électriquement au continent pouvant faire l'objet de dispositions spécifiques ;

- établissement des tarifs nationaux conformément à l'article L. 337-4 du code de l'énergie. Ces modalités ne font pas obstacle à une concertation préalable entre le concessionnaire et les autorités concédantes par l'intermédiaire de leurs organisations les plus représentatives ;

☞ *Ces tarifs réglementés de vente font l'objet de propositions motivées de la Commission de régulation de l'énergie qui sont transmises aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie. En l'absence d'opposition de l'un des ministres dans un délai de trois mois suivant la réception de ces propositions, la décision est réputée acquise et les tarifs sont publiés au Journal officiel.*

- publicité des prix appliqués pour la facturation des fournitures.

☞ *Les tarifs réglementés de vente sont consultables selon les modalités fixées par les conditions générales de vente.*

Afin de refléter au mieux la structure des coûts de production et de mise à disposition de l'électricité, il est établi un contrat pour chaque point de livraison : le fournisseur aux tarifs réglementés de vente n'est pas tenu d'appliquer plus d'un contrat à un même point de livraison, ni d'accorder un contrat regroupant des fournitures à un client recevant l'énergie en des points de livraison différents.

La tarification comporte, pour chaque contrat, une redevance annuelle d'abonnement et un ou des prix de l'énergie effectivement consommée, sauf dans le cas de fournitures particulières appelant un traitement de caractère forfaitaire.

Le montant annuel de l'abonnement d'une part, le ou les prix de l'énergie d'autre part, dépendent notamment :

- de la puissance souscrite par le client,
- de la tension sous laquelle l'énergie est fournie,
- du mode d'utilisation de ladite puissance au cours de l'année.

Le niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité est déterminé par l'addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément d'approvisionnement qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture.

☞ *Conformément à l'article R. 337-19 du code de l'énergie.*

A la suite d'une évolution, les nouveaux tarifs seront applicables aux consommations relevées postérieurement à la date d'effet des nouveaux tarifs.

Si cette modification intervient entre deux relevés successifs, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente décomptera ces consommations « prorata temporis » et déterminera forfaitairement par ce procédé la quantité afférente à la période antérieure à la fixation de la nouvelle valeur des prix et la quantité afférente à la période postérieure, les nouveaux prix ne devant être appliqués qu'à cette partie de la consommation.

Un tarif peut être mis en extinction ou supprimé.

Un tarif mis en extinction ne peut plus être proposé aux clients à compter de la date de prise d'effet de la mise en extinction. A la même date, l'application d'un tarif mis en extinction ne peut plus être demandée par un client pour un nouveau contrat. La mise en extinction d'un tarif n'a pas d'effet sur les contrats en cours. Elle n'entraîne pas la résiliation du contrat en cours, y compris lors de la tacite reconduction de celui-ci. Le client conserve le tarif en extinction tant qu'il ne demande pas de modification du tarif souscrit. Lorsque le client demande au fournisseur aux tarifs réglementés de vente une modification du tarif souscrit, il est informé qu'il perd le bénéfice de ce tarif en extinction.

Quand un tarif est supprimé, le client est informé dans un délai de trois mois à compter de la date d'effet de la décision de suppression du tarif et est avisé de la nécessité de choisir un autre tarif parmi ceux en vigueur. S'il n'a pas opéré ce choix dans un délai d'un an à compter de la date d'effet de la suppression du tarif, la correspondance tarifaire prévue à cet effet par la décision de suppression du tarif lui est appliquée.

## **Article 42 — Principes généraux régissant la tarification de l'utilisation du réseau public de distribution et les prestations annexes**

### A) Tarification de l'utilisation du réseau public de distribution

La tarification de l'utilisation du réseau public de distribution fait l'objet de décisions motivées de la Commission de régulation de l'énergie. Ces décisions sont élaborées et publiées dans les conditions prévues à l'article L. 341-3 du code de l'énergie.

Le ou les tarifs d'utilisation du réseau sont facturés par le gestionnaire de réseau de distribution au client ou au fournisseur de ce dernier.

Les tarifs sont conformes aux prescriptions réglementaires et dépendent notamment :

- de la puissance souscrite par l'utilisateur,
- de la tension sous laquelle l'énergie est livrée,
- du mode d'utilisation de ladite puissance au cours de l'année,
- des caractéristiques du transit de puissance sur le site (injection ou soutirage).

*☞ L'article L. 341-2 du code de l'énergie définit les principes généraux de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité.*

En cas de changement de tarif, le nouveau tarif est applicable aux utilisateurs à la date prévue par la décision de la Commission de régulation de l'énergie. Si cette modification intervient entre deux relevés successifs, le gestionnaire de réseau de distribution facturera l'utilisation du réseau « prorata temporis » et déterminera forfaitairement par ce procédé la quantité afférente à la période antérieure à la fixation de la nouvelle valeur des prix et la quantité afférente à la période postérieure, les nouveaux prix ne devant être appliqués qu'à cette partie de l'énergie livrée.

### B) Tarification des prestations annexes du gestionnaire de réseau de distribution

Le gestionnaire de réseau de distribution peut proposer des prestations annexes aux clients, aux fournisseurs ou à toutes autres personnes physiques ou morales. La part de ces prestations non couverte par le tarif d'utilisation des réseaux de distribution est facturée à ces utilisateurs par le gestionnaire de réseau de distribution de manière non discriminatoire.

Les prestations ainsi proposées par le gestionnaire de réseau de distribution sont facturées selon les modalités indiquées dans les catalogues des prestations, décrits en annexe 6, validés par la Commission de régulation de l'énergie, que le gestionnaire de réseau de distribution rend publics, notamment sur son site internet : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr). Il communique également ces informations sur simple demande.

## CHAPITRE VI

### COMMUNICATION DES DONNEES RELATIVES A LA CONCESSION

#### **Article 43 — Inventaire des ouvrages**

A la demande de l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau de distribution fournit à l'autorité concédante un inventaire détaillé et localisé des ouvrages, distinguant les biens de retour, les biens de reprise de la concession et les biens propres affectés au service dans les conditions prévues par la réglementation.

*☞ L'article D. 2224-45 du code général des collectivités territoriales prévoit que le contenu de l'inventaire et les délais de sa production sont arrêtés par le ministre chargé de l'électricité après avis des organismes représentatifs des autorités concédantes et des organismes de distribution d'électricité.*

L'inventaire ainsi fourni est établi à la date d'arrêté des comptes du gestionnaire du réseau de distribution.

*☞ Les comptes du gestionnaire du réseau de distribution sont arrêtés et approuvés dans les conditions indiquées par l'article 225.68 du code de commerce.*

Sous réserve des dispositions réglementaires prévues ci-dessus, il comprend, pour ce qui concerne les ouvrages concédés :

- pour les ouvrages enregistrés nativement par commune :
  - un fichier de données techniques portant sur les longueurs totales de réseau en basse tension (en distinguant : aérien nu, aérien torsadé, souterrain, câbles en aluminium, câbles en cuivre) et en moyenne tension (en distinguant : aérien nu, aérien torsadé, souterrain, câbles en aluminium, câbles en cuivre, câbles à isolation synthétique), le nombre de postes de transformation HTA/BT (en distinguant : en immeuble, en cabine basse, en cabine haute, en préfabriqué, sur poteau), le nombre de transformateurs HTA-BT, le nombre d'appareils de comptage au sens des articles R. 341-4 à R. 341-8 du code de l'énergie relatifs aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics de d'électricité en distinguant les compteurs effectivement communicant ;
  - un fichier de données comptables détaillant par commune, pour chaque ouvrage ou chaque regroupement d'ouvrages, le mois et l'année de mise en service, la valeur brute, la valeur nette comptable, la valeur de remplacement et le montant de la provision pour renouvellement ;
- pour les autres ouvrages :
  - un fichier détaillant, par nature d'ouvrage, l'année de mise en service, la valeur brute, la valeur nette comptable, la valeur de remplacement, le montant de la provision pour renouvellement attachée. Sont concernés les branchements, colonnes montantes et appareils de comptage autres que ceux visés ci-dessus. Ils sont affectés au moyen de clés de répartition que le gestionnaire de réseau de distribution s'engage à détailler et expliciter à la demande de l'autorité concédante.

Au titre de la mise en place progressive d'un suivi détaillé des branchements collectifs, le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à enregistrer la totalité des flux entrants (ouvrages nouvellement construits ou rénovés) dans un système d'information.

## **Article 44 — Contrôle et compte-rendu annuel d'activité**

A) L'autorité concédante exerce le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par le présent cahier des charges. A cet effet, les agents de contrôle qu'elle désigne peuvent à tout moment procéder à toutes vérifications et prendre connaissance sur place, ou copie, de toutes informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice de la compétence d'autorité concédante.

*L'exercice du contrôle de la distribution d'énergie électrique par l'autorité concédante est prévu par l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.*

Ils ne peuvent en aucun cas intervenir dans la gestion de l'exploitation.

Les principes de ce contrôle sont définis à l'annexe 1 du présent cahier des charges.

B) Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente communiquent à l'autorité concédante au plus tard le 1<sup>er</sup> juin de chaque année, un compte-rendu annuel d'activité retraçant l'exécution du contrat de concession au titre de l'année civile écoulée.

*Le contenu et les modalités de communication du compte-rendu annuel d'activité sont conformes aux articles D. 2224-34 et suivants du code général des collectivités territoriales.*

*Par exception, ce compte-rendu est communiqué à l'autorité concédante au plus tard le 30 juin pour les comptes rendus afférents à l'activité des années civiles 2016 et 2017.*

Le compte-rendu annuel d'activité fait apparaître les éléments suivants :

1°) L'analyse de la qualité du service rendu aux clients de la concession

Celle-ci comporte les résultats afférents à la qualité du service rendu aux clients, au titre de chaque mission concernée et à la qualité de l'énergie distribuée au moyen d'indicateurs portant sur chacune des missions du service concédé.

Ces indicateurs sont communiqués au périmètre de la concession, à l'exception de ceux relatifs à la qualité de l'énergie distribuée qui peuvent être communiqués à un périmètre plus précis.

Cette analyse comporte également une présentation des mesures prises par le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente pour répondre aux exigences de qualité du service définies par la réglementation et le présent contrat.

Les informations de nature statistique sont communiquées, dans la mesure du possible, au périmètre de la concession. Par exception, celles de ces informations qui ne sont pas susceptibles de répartition sont communiquées à un périmètre plus large.

2°) Les informations relatives à la politique d'investissement et de maintenance du réseau concédé

La présentation de la politique d'investissement et de maintenance du réseau concédé comporte :

- d'une part, le compte rendu de la politique d'investissement et de développement du réseau concédé mentionné au I de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, ce qui vaut, sauf demande expresse, transmission à l'autorité concédante de ce dernier compte-rendu ; ce compte-rendu identifiera les investissements menés par finalité ainsi que la localisation et le montant de ces opérations ;
- et, d'autre part, des éléments relatifs au gros entretien des ouvrages.

Ce compte-rendu annuel comprend des éléments prévisionnels relatifs aux investissements du gestionnaire du réseau de distribution mentionnés notamment à l'article 11 du présent cahier des charges, y compris les aspects liés à la répartition des investissements relatifs aux postes source desservant plusieurs concessions et aux raccordements des producteurs.

3°) Les éléments financiers liés à l'exploitation de la concession

1- Les éléments financiers d'exploitation de la concession comprennent, d'une part, les méthodes et les éléments de calcul retenus pour la détermination des produits et charges et, d'autre part :

- Au titre de la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, les rubriques de produits et de charges liées à l'exploitation courante de la concession :
  - les rubriques relatives aux produits d'exploitation sont : les recettes d'acheminement par type de client final (en fonction du domaine de tension et de la puissance maximale souscrite : HTA, BT de puissance supérieure à 36 kVA, BT de puissance inférieure à 36 kVA) découlant du tarif d'utilisation des réseaux visé à l'article L. 341-2 du code de l'énergie ; les recettes de raccordement, de prestations annexes et autres recettes ; la production stockée et immobilisée ; les reprises sur amortissements distinguant les reprises d'amortissements de financements du concédant des autres types de reprises ; les reprises sur provisions distinguant les reprises de provisions pour renouvellement et les reprises d'autres catégories de provisions, et le total des autres produits d'exploitation ;
  - les rubriques relatives aux charges sont : les charges d'exploitation (achats dont : accès au réseau amont et couverture de pertes ; charges de personnel ; redevances, impôts, taxes ; charges centrales et autres charges) et les charges calculées (dotations aux amortissements des biens en concession distinguant l'amortissement des financements du gestionnaire du réseau de distribution d'une part, et celui des financements de l'autorité concédante et des tiers, d'autre part ; autres amortissements ; dotations aux provisions relatives aux biens en concession ; autres dotations d'exploitation).

Ces rubriques sont présentées sous la forme d'un tableau qui reprend les postes d'un compte de résultat. Ce tableau mentionne également les produits et les charges exceptionnels.

- Au titre de la mission de fourniture aux tarifs réglementés de vente et établis au regard des quantités facturées dans l'année aux clients de la concession bénéficiant de ces tarifs :
  - le chiffre d'affaires ;
  - les coûts commerciaux établis, pour les clients de la concession, sur la base des coûts nationaux de l'exercice considéré correspondant à ceux communiqués par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente à la Commission de régulation de l'énergie.

Les informations sont communiquées au périmètre des clients de la concession raccordés au réseau public de distribution d'électricité bénéficiant du tarif réglementé de vente dit « bleu » mentionné à l'article R. 337-18 du code de l'énergie.

2- Ces éléments d'exploitation s'accompagnent d'une présentation des perspectives d'évolution des grandes rubriques de charges et de produits ci-dessus dans le cadre tarifaire en vigueur.

#### 4°) La consistance du patrimoine concédé :

La présentation du patrimoine concédé, par catégories d'ouvrages, concerne les ouvrages dont l'autorité concédante est propriétaire en vertu du premier alinéa de l'article L. 322-4 du code de l'énergie.

Elle indique, pour chacune de ces catégories d'ouvrages, d'une part, leur valeur brute et sa variation annuelle, leur valeur nette comptable, leur valeur de remplacement et le montant des provisions pour renouvellement restant et, d'autre part, la synthèse des passifs spécifiques qui leur sont attachés, ainsi que leur durée d'amortissement.

Le tableau de variation des valeurs brutes fait apparaître pour l'exercice considéré les sorties d'actif, les sources de financement des ouvrages mis en service dans l'année, détaillant les apports financiers du concédant et des tiers, ainsi que les apports nets du gestionnaire de réseau de distribution.

La présentation de la synthèse des passifs spécifiques distingue les financements respectifs du concédant et du gestionnaire du réseau de distribution, les amortissements de financements du concédant et le solde de la provision pour renouvellement.

#### 5°) Les évolutions juridiques, économiques, techniques ou commerciales notables :

Le compte rendu annuel d'activité explicite les évolutions d'ordre juridique, économique, technique ou commercial intéressant les activités concédées et leur prise en compte par le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente ayant des effets sur l'exploitation de la concession.



Il précise notamment l'évolution de l'organisation du gestionnaire de réseau de distribution et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente, des services rendus aux clients de la concession et l'organisation de ces services pour le territoire de la concession.

La liste des indicateurs portant sur chacune des missions du service concédé à communiquer dans le compte-rendu annuel d'activité et, le cas échéant, leur périmètre de restitution sont précisés à l'annexe 1 du présent cahier des charges.

## **Article 45 — Cartographie du réseau**

Une fois par an, dans le mois suivant la demande de l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau de distribution fournit gratuitement à celle-ci les plans du réseau en moyenne échelle (de précision inférieure à 1/1000<sup>ème</sup>) mis à jour de tout ou partie du réseau basse ou haute tension existant.

Cette mise à disposition est réalisée sous un format électronique compatible avec les systèmes d'information géographique usuels (format shape).

Ces plans de réseau contiennent des données cartographiques qui sont listées à l'annexe 1 du présent cahier des charges.

Cette mise à disposition peut être complétée, selon des modalités techniques et financières convenues entre les parties par des conventions spécifiques « moyenne échelle » et « grande échelle » définissant :

- pour la « moyenne échelle », des échanges réciproques entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante de données cartographiques supplémentaires facilitant la coordination et l'accomplissement de leurs activités respectives de maîtrise d'ouvrage des travaux ;
- pour la « grande échelle », des échanges réciproques entre le gestionnaire de réseau de distribution et l'autorité concédante de données cartographiques dans une démarche commune d'établissement, d'échange et de gestion des fonds de plans sur leurs chantiers respectifs, notamment dans le cadre des obligations liées au décret n° 2011-1241 du 5 octobre 2011 relatif à l'exécution des travaux à proximité de certains ouvrages souterrains, aériens ou subaquatiques de transport ou de distribution, mais également afin de faciliter la réalisation de leurs missions respectives ;

Dans le cas où l'autorité concédante est compétente en matière de gestion de banque de données urbaines au périmètre de la concession, celle-ci s'engage à mettre à disposition du gestionnaire du réseau de distribution les fonds de plan à grande échelle (de précision supérieure à 1/1000<sup>ème</sup>) géo-référencés qu'elle tient à jour, selon des modalités techniques et financières à convenir entre les parties dans une convention spécifique.

Dans l'hypothèse où cette base de données urbaine n'existe pas ou est incomplète, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante examineront ensemble les conditions de son établissement.

## **Article 46 — Pénalités**

En cas de non-production des documents prévus aux articles 43 à 45 ci-dessus dans les conditions qu'ils définissent et après mise en demeure par l'autorité concédante, par lettre recommandée avec accusé de réception, restée sans suite pendant quinze jours, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, chacun pour ce qui le concerne, versent à celle-ci une pénalité dont l'autorité concédante arrête le montant dans la limite de :

- pour le gestionnaire du réseau de distribution : un millionième du montant des recettes d'acheminement de la concession mentionné dans les éléments financiers d'exploitation du dernier compte-rendu annuel d'activité communiqué, par jour de retard à compter de la date d'expiration de la mise en demeure adressée par l'autorité concédante ;
- pour le fournisseur aux tarifs réglementés de vente : un millionième du chiffre d'affaires de la concession mentionné dans les éléments financiers d'exploitation du dernier compte-rendu annuel d'activité communiqué, par jour de retard à compter de la date d'expiration de la mise en demeure adressée par l'autorité concédante.

Les parties conviennent d'appliquer en lieu et place des modalités définies ci-dessus, à compter de leur entrée en vigueur, toutes dispositions réglementaires qui porteraient sur le régime des pénalités dues en cas de non-respect de ces mêmes obligations.

### **Article 47 — Mise à disposition dématérialisée d'informations**

Dans l'année qui suit la signature du présent contrat, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente proposent, chacun pour ce qui le concerne, à l'autorité concédante un espace internet personnalisé et sécurisé permettant la mise à disposition de données relatives à la concession relevant du présent chapitre.

Ils mettent à disposition sur l'espace internet mentionné ci-dessus le compte rendu annuel d'activité mentionné au B) de l'article 44 ci-dessus dans le délai de trente jours suivant sa communication à l'autorité concédante, conformément à la réglementation.

## CHAPITRE VII

### TERME DE LA CONCESSION

#### **Article 48 — Durée de la concession**

Sauf dispositions législatives contraires, la durée de la concession est fixée à **30 ans**, à compter du **1<sup>er</sup> juillet 2021**, sous réserve que l'autorité concédante ait accompli à cette date les formalités propres à rendre le contrat exécutoire. Elle assure par ailleurs le respect des obligations de publicité.

*☞ Compte tenu de l'équilibre nécessaire entre les diverses dispositions du cahier des charges, et notamment celles créant des droits et obligations à la charge du concessionnaire, la durée de la concession est normalement comprise entre 25 et 30 ans.*

*Les conditions dans lesquelles le contrat deviendra exécutoire sont précisées à l'article L. 2131-1 du code général des collectivités territoriales.*

#### **Article 49 — Renouvellement ou expiration de la concession**

Deux ans au moins avant le terme de la concession, les parties se rapprocheront aux fins d'examiner les conditions ultérieures d'exécution du service public pour le développement et l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et pour la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés.

A) En cas de renouvellement de la concession au profit du concessionnaire les immobilisations concédées ainsi que les dettes et créances qui y sont attachées seront intégralement maintenues au bilan du concessionnaire. Les provisions antérieurement constituées par le concessionnaire en vue de pourvoir au renouvellement des ouvrages concédés, non utilisées à l'échéance du présent contrat, resteront affectées à des travaux sur le réseau concédé.

B) L'autorité concédante a la faculté de ne pas renouveler la concession si le maintien du service ne présente plus d'intérêt, soit par suite de circonstances économiques ou techniques de caractère permanent, soit parce qu'elle juge préférable d'organiser un service nouveau tenant compte des progrès de la science. L'autorité concédante doit notifier son intention de ne pas renouveler la concession un an au moins avant son expiration.

L'autorité concédante pourra également, pour les mêmes motifs, mettre fin à la concession avant sa date d'expiration, dès lors que dix ans au moins se seront écoulés depuis le début de la concession et sous réserve d'un préavis de quatre ans adressé au concessionnaire.

Dans l'un ou l'autre cas mentionné au présent B) :

- le concessionnaire est tenu de remettre à l'autorité concédante les biens de retour de la concession définis à l'article 2 du présent cahier des charges en état normal de service. L'autorité concédante est subrogée vis-à-vis des tiers aux droits et obligations du concessionnaire,
- une indemnité est calculée, égale cumulativement :
  - à la différence, plafonnée à la valeur nette comptable des ouvrages de la concession, entre :

- le montant non amorti de sa participation au financement des ouvrages de la concession, tel qu'il résultera de la comptabilité du concessionnaire, réévalué<sup>8</sup> par référence au TMO,  
*Le TMO correspond à la moyenne arithmétique des douze derniers taux moyens mensuels de rendement au règlement des emprunts garantis par l'Etat ou assimilés, calculée et publiée par l'INSEE.*
- et le montant des amortissements constitués dans la proportion de la participation de l'autorité concédante au financement des ouvrages de la concession, complété, s'il y a lieu, du solde des provisions pour renouvellement.

Dans l'éventualité où le montant ainsi calculé est positif, il correspond à l'indemnité que l'autorité concédante devra verser au concessionnaire.

Dans l'éventualité où le montant ainsi calculé est négatif, il correspond à la soulte que le concessionnaire devra verser à l'autorité concédante.

- au montant des préjudices que le concessionnaire supporterait du fait de la fin de la concession fixé, en cas de désaccord entre les parties, par le juge du contrat.
- s'agissant des biens de reprise, l'autorité concédante aura la faculté de les reprendre en tout ou en partie, selon son choix, sans y être contrainte. La valeur des biens repris sera fixée à l'amiable ou à dire d'experts et payée au concessionnaire au moment de la prise de possession.

Les parties pourront choisir un expert unique. A défaut d'entente, il sera fait appel à trois experts, dont un désigné par chacune des parties ; un tiers expert sera désigné par les deux premiers ou, à défaut d'accord, par ordonnance du Président du Tribunal administratif compétent.

C) Les règlements correspondant à l'application des dispositions du présent article seront effectués dans les six mois qui suivront la fin de la concession. Tout retard dans le versement des sommes dues donnera lieu de plein droit, après mise en demeure, à des intérêts de retard conformément aux dispositions de l'article 1231-6 du code civil.

---

<sup>8</sup> La valeur réévaluée de l'année N est obtenue par application à la valeur nette comptable de l'année N du taux de réévaluation composé depuis l'année de mise en service jusqu'à l'année N-1.

## CHAPITRE VIII

### DISPOSITIONS DIVERSES

#### **Article 50 — Conciliation et contestations**

En cas de manquement aux obligations qui sont imposées au concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, par le présent cahier des charges, un procès-verbal de constat pourra être fait par les agents du contrôle de l'autorité concédante. Il sera notifié au concessionnaire, sans préjudice des recours qui pourront être exercés contre le concessionnaire.

Avant l'engagement de toute procédure juridictionnelle, les parties conviennent que les contestations qui naîtraient entre elles concernant l'interprétation ou l'exécution du présent cahier des charges doivent donner lieu à une tentative de conciliation. A cette fin, les contestations doivent être :

- portées devant la Commission permanente de conciliation. Une fois saisie par la partie la plus diligente, cette Commission dispose d'un délai de deux mois pour trouver un accord ;

*La FNCCR a été l'interlocuteur national d'Enedis et d'EDF S.A. pour l'établissement du modèle de contrat de concession. Elle est de ce fait l'organisme de représentation des collectivités concédantes qui en connaît le mieux l'esprit.*

*La FNCCR, Enedis et EDF S.A. sont convenus en conséquence de créer, au niveau national, une Commission permanente de Conciliation composée de six membres dont trois représentants du concessionnaire et trois représentants de la FNCCR.*

- le cas échéant, portées à la connaissance du préfet en vue d'une conciliation éventuelle.

Si aucune conciliation n'est trouvée, la partie la plus diligente peut saisir le tribunal compétent.

L'une ou l'autre de ces procédures de conciliation ne fait pas obstacle au droit pour l'une des parties de saisir le juge compétent à titre conservatoire dans l'hypothèse où les délais de recours ne permettraient pas d'attendre l'issue de la conciliation.

Les parties s'informent mutuellement de tout recours contentieux portant sur le présent cahier des charges ou sur son interprétation.

Les dispositions précitées sont sans préjudice, pour la mission de développement et l'exploitation du réseau public de distribution d'énergie électrique, de celles prévues par l'article R. 111-19-8 du code de l'énergie permettant, à la demande d'au moins un quart des membres, l'inscription de points à l'ordre du jour du comité du système de la distribution publique d'électricité.

#### **Article 51 — Impôts, taxes et contributions**

Sans préjudice des dispositions de l'article 52 du présent cahier des charges, le concessionnaire, au titre de chacune de ses missions, s'acquitte de tous impôts, taxes et contributions qui sont ou seront mis à sa charge, de telle sorte que l'autorité concédante ne soit jamais inquiétée à ce sujet.

*Sont notamment à la charge du concessionnaire tous les impôts, taxes et contributions liés à l'existence des ouvrages de la concession. Dans le cas où l'autorité concédante, ou l'une de ses collectivités adhérentes, se verrait imposée à ce titre (par exemple pour l'impôt foncier relatif à un poste de transformation), le concessionnaire assumerait la charge correspondante sur simple demande de l'autorité concédante.*

Les impôts, taxes et contributions, dont les taxes sur le chiffre d'affaires, incombant légalement au client sont, dans la mesure où le concessionnaire a la charge de leur collecte, répercutés par ce dernier sur le client, en complément des prix hors taxes de l'énergie livrée et des prestations visées au présent cahier des charges.

## **Article 52 — Modalités d'application de la TVA**

### A) TVA sur redevance de concession

La part de la redevance dite « d'investissement » prévue à l'article 4 et définie à l'article 2.3 de l'annexe 1 au présent cahier des charges est soumise à la TVA au taux normal dans les conditions du droit commun.

*⚠ En application de l'article 256 B du code général des impôts et conformément à l'instruction fiscale n°BOI-TVA-CHAMP-10-20-10-10 n°93, les collectivités qui, pour l'exploitation d'un service public, mettent à disposition d'un exploitant, à titre onéreux, les investissements qu'elles ont réalisés doivent être considérées comme assujetties à la TVA. La mise à disposition de ces investissements constitue en effet une activité économique consistant en l'exploitation de biens corporels en vue d'en tirer des recettes ayant un caractère de permanence.*

*Il n'en va autrement que lorsqu'il ressort des termes du contrat que cette redevance éventuelle est due à raison d'exigence d'intérêt général ou d'une contribution à l'exercice de l'autorité publique (par exemple pour permettre à la collectivité de supporter la charge de sa mission de contrôle).*

En pratique, il appartiendra à l'autorité concédante de soumettre à la TVA au taux normal dans les conditions du droit commun la part dite « d'investissement » de la redevance.

### B) TVA sur investissements réalisés par l'autorité concédante

En application du (des) contrat(s) de concession du (des) [JJ/M/AA] et de ses (leurs) avenants, et conformément aux dispositions fiscales alors en vigueur, l'autorité concédante a pu transférer au gestionnaire du réseau de distribution le droit à déduction de la taxe sur la valeur ajoutée ayant grevé les investissements dont elle a été maître d'ouvrage sur le réseau concédé.

*⚠ Conformément à l'article 210 de l'annexe II du code général des impôts, l'autorité concédante pouvait transférer au gestionnaire du réseau de distribution le droit à déduction de la taxe sur la valeur ajoutée ayant grevé les investissements dont elle avait été maître d'ouvrage sur le réseau concédé.*

*Le décret n°2015-1763 du 24 décembre 2015 a abrogé l'article 210 précité et met fin à la procédure de transfert du droit à déduction pour les dépenses d'investissements publics mis à disposition de délégataires de service public en application de contrats de délégation conclus à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016. Dans ce cas, l'autorité concédante est fondée à opérer directement la déduction de la taxe grevant les investissements réalisés sous sa maîtrise d'ouvrage sur le réseau concédé.*

Dans le cas où le montant de la TVA ainsi récupérée par le gestionnaire du réseau de distribution ferait ultérieurement l'objet d'un redressement de la part du service des impôts, ce montant, majoré le cas échéant des pénalités légales mises à la charge du gestionnaire du réseau de distribution, lui serait remboursé par l'autorité concédante avant la fin du troisième mois suivant la date d'échéance de ce redressement, sauf si la cause du redressement était directement imputable au gestionnaire du réseau de distribution.

De même si, en cas de perte de jouissance des ouvrages concédés, notamment à l'expiration de la concession, le gestionnaire du réseau de distribution est amené à reverser au Trésor une partie de la TVA effectivement récupérée au titre des dépenses d'investissement réalisées par l'autorité concédante au cours des vingt années précédentes, l'autorité concédante remboursera au gestionnaire du réseau de distribution les sommes ainsi reversées au Trésor avant la fin du troisième mois suivant la date d'échéance de ce reversement.

En cas de retard dans le règlement des sommes ainsi dues, le gestionnaire du réseau de distribution pourra appliquer des intérêts de retard, au taux légal, en vertu des dispositions de l'article 1231-6 du code civil.

*⚠ Il s'agit des intérêts au taux légal fixé par décret en application de la loi n°75-619 du 11 juillet 1975.*

### C) TVA sur réfections de voirie publique

La collectivité gestionnaire de la voirie peut mettre à la charge du gestionnaire du réseau de distribution le montant des travaux de réfection de la voirie dont elle a été maître d'ouvrage, dans la mesure où ils sont consécutifs à la réalisation de travaux intéressant le réseau concédé.

Ce montant étant destiné à réparer les dommages causés à la voirie  
TVA.

☞ Conformément à l'instruction fiscale n°BOI-TVA-CHAMP-30-10-60-20 n°170.

Le cas échéant, la collectivité gestionnaire de la voirie est fondée à répercuter au gestionnaire du réseau de distribution le coût TTC acquitté au titre des travaux qu'elle aura confié à des entreprises extérieures.

☞ Selon les termes de l'annexe II à la circulaire interministérielle n° NOR/INT/B87/00120/C du 28 avril 1987, les dépenses contribuant au maintien ou au rétablissement des qualités superficielles de chaussées sont considérées comme des dépenses de fonctionnement pour les collectivités appliquant les instructions M11, M12 et M51 en matière budgétaire et comptable, et ne peuvent bénéficier des attributions du fond de compensation de la TVA.

#### D) Contributions hors champ d'application de la TVA

Sous réserve des dispositions réglementaires applicables, les contributions versées par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante dans le cadre de travaux prévus à l'article 8 du présent cahier des charges et à son annexe 2bis relative à la part couverte par le tarif d'utilisation des réseaux publics (PCT) pour les raccordements réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de cette dernière ne sont pas soumises à la TVA.

#### E) Redressements en matière de TVA à l'initiative de l'administration fiscale

Dans l'hypothèse où l'autorité concédante ferait l'objet d'une notification de redressement en matière de TVA collectée sur les contributions versées par le concessionnaire en application du contrat, ces redressements de TVA collectée feront l'objet de factures rectificatives avec TVA à l'attention du concessionnaire en vue de leur paiement, et ce, considérant que le point de départ du droit à déduction pour le concessionnaire est l'émission de la facture rectificative par l'autorité concédante.

### **Article 53 — Agents du gestionnaire du réseau de distribution**

Les personnes que le gestionnaire du réseau de distribution fait assermenter pour la surveillance et la police de la distribution et de ses dépendances seront munies d'un titre attestant de leurs fonctions.

### **Article 54 — Élection de domicile**

Le concessionnaire fait élection de domicile à :

- Pour le gestionnaire du réseau de distribution :  
Enedis – Direction Régionale  
65 RUE DE LONGVIC  
21 004 DIJON cedex
- Pour le fournisseur aux tarifs réglementés de vente :  
EDF – Direction Commerce EST  
34, avenue Françoise Giroud  
21077 DIJON cedex

### **Article 55 — Documents annexés au cahier des charges**

Sont annexés au présent cahier des charges les documents suivants :

- Annexe 1, définissant notamment les modalités convenues entre autorité concédante et concessionnaire concernant :
  - la redevance prévue à l'alinéa A) de l'article 4 du cahier des charges,
  - la répartition de la maîtrise d'ouvrage entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution,

- l'intégration des ouvrages dans l'environnement, en application des dispositions de l'article 2 du cahier des charges,
  - le cas échéant, d'autres adaptations locales du contrat ;
- 
- Annexe 2, définissant le schéma directeur des investissements et les programmes pluriannuels ;
  - Annexe 2bis, relative au versement par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante maître d'ouvrage de travaux de raccordement de la part couverte par le tarif (PCT) ;
  - Annexe 3, définissant les modalités applicables pour la détermination de la contribution des tiers aux frais de raccordement et de renforcement ;
  - Annexe 4, définissant les tarifs réglementés de vente conformément à l'article L. 337-4 du code de l'énergie ;
  - Annexe 5, relative au tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité ;
  - Annexe 6, relative aux catalogues des prestations et services du gestionnaire du réseau de distribution ;
  - Annexes 7 et 7bis, définissant les conditions générales de vente aux clients qui bénéficient des tarifs réglementés (résidentiels et non résidentiels) ;
  - Annexe 8, décrivant les principes des contrats d'accès au réseau appliqués par le gestionnaire du réseau de distribution et leurs modalités de consultation ;
  - Annexe 9, le cas échéant, conventions cartographiques à moyenne et / ou grande échelle.

Les annexes au présent cahier des charges font partie intégrante du contrat de concession.

Les annexes 3, 4, 5, 6, 7, 7bis, 8 sont mises à jour dans les conditions fixées au présent contrat, sans mettre en cause les dispositions de celui-ci et sans qu'il soit nécessaire d'en prendre acte par voie d'avenant.



## ANNEXE 1

### ARTICLE 1

#### OBJET

- 1.1. La présente annexe a pour objet de définir les modalités pratiques de mise en œuvre de certaines des dispositions du cahier des charges, notamment celles figurant à ses articles 4, 6, 7, 8 et 44 et plus généralement, les modalités particulières convenues entre les parties pour l'exécution du contrat de concession.
- 1.2. Toute modification des dispositions de la présente annexe se fera par voie d'avenant au contrat de concession. Les parties peuvent néanmoins convenir, lorsqu'il s'agit d'une simple mise à jour, que cette modification pourra se faire par simple échange de lettres entre le représentant légal de l'autorité concédante et le concessionnaire.

### ARTICLE 2

#### REDEVANCE DE CONCESSION

- 2.1. Contrepartie de dépenses supportées par l'autorité concédante au bénéfice des missions de service public faisant l'objet de la présente concession, la redevance annuelle de concession prévue à l'alinéa A) de l'article 4 du cahier des charges, financée par le prix du service rendu aux clients du service public, comporte deux parts :
  - la première, dite "**de fonctionnement**", couvre des dépenses annuelles de fonctionnement supportées par l'autorité concédante pour l'exercice du pouvoir concédant dans la présente concession, au titre des deux missions visées à l'article 1 du cahier des charges, telles que : contrôle de la bonne exécution du contrat de concession, conseils donnés pour l'utilisation rationnelle de l'électricité et pour la bonne application des tarifs, règlement des litiges entre les clients, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, coordination des travaux du gestionnaire du réseau de distribution et de ceux de voirie et des autres réseaux, études générales sur l'évolution du service concédé ou secrétariat.

Cette redevance, dite « de fonctionnement », permet également, à titre accessoire, de financer certaines actions de l'autorité concédante permettant d'ancrer le réseau concédé dans la transition énergétique parmi celles ci-après :

  - les études d'optimisation du raccordement des infrastructures intelligentes de recharge de véhicules électriques,
  - les études permettant de réaliser des schémas directeurs dans le domaine de l'énergie,
  - la conception de systèmes intelligents de pilotage de l'éclairage public dès lors que ces systèmes favorisent une gestion optimisée du réseau de distribution,
  - les actions de sensibilisation à la maîtrise de la consommation d'électricité, y compris celles relatives au déploiement des compteurs communicants,
  - l'accompagnement des éco-quartiers par la mise à disposition de données de consommation et de production d'électricité.

L'autorité concédante informe chaque année le concessionnaire du cadre défini au paragraphe ci-dessus.

Cette part de la redevance est désignée ci-après par le terme **R1** ;

- la deuxième part, dite "**d'investissement**", est la contrepartie d'un service rendu par l'autorité concédante consistant en la mise à disposition d'ouvrages établis ou modifiés postérieurement à l'entrée en vigueur du présent contrat et financés en tout ou partie par l'autorité concédante.

Cette redevance peut également représenter une fraction des dépenses d'investissement de l'autorité concédante ou de ses communes ou groupements de communes membres permettant de mettre en œuvre, dans l'intérêt du réseau public de distribution concédé, les dispositions légales relatives à la transition énergétique, notamment celles permettant de différer ou d'éviter le renforcement de ce réseau.

Le montant de la redevance d'investissement est fixé conformément aux dispositions du 2.3 ci-après.

Cette part de la redevance est désignée ci-après par le terme **R2**.

## 2.2. Part de la redevance dite "de fonctionnement"

2.2.1. Pour une année donnée, la détermination de **R<sub>1</sub>** fait intervenir les valeurs suivantes :

- **L<sub>C</sub>**, longueur, au 31 décembre de l'année précédente, des réseaux concédés situés sur le territoire des communes de la concession (en km) ;
- **P<sub>C</sub>**, population municipale<sup>1</sup> des communes de la concession ;
- **P<sub>D</sub>**, population municipale<sup>1</sup> desservie par le concessionnaire dans le département où se situe la concession ;

Par exception, lorsque le département dans lequel se situe la concession comprend au moins une métropole<sup>2</sup> ou une communauté urbaine et :

- o si la concession comprend l'ensemble des communes desservies par le concessionnaire dans le département et ne faisant pas partie d'une métropole<sup>2</sup> ou d'une communauté urbaine : **P<sub>D</sub>** est égal à **P<sub>C</sub>** ;
  - o si une partie des communes de la concession fait partie d'une métropole<sup>2</sup> ou d'une communauté urbaine : **P<sub>D</sub>** est égal à la population municipale desservie par le concessionnaire dans le département en dehors des communes desservies par le concessionnaire de cette métropole ou de cette communauté urbaine qui ne sont pas dans le périmètre de la concession ;
  - o si l'autorité concédante est une métropole<sup>2</sup> ou une communauté urbaine, exerçant directement sa compétence d'autorité concédante sur tout ou partie de son territoire : **P<sub>D</sub>** est égal à la population municipale de cette métropole ou de cette communauté urbaine desservie par le concessionnaire.
- **D**, durée de la concession, exprimée en années, définie à l'article 48 du cahier des charges ;
  - **ING<sub>0</sub>**,
    - valeur de l'index « ingénierie »<sup>3</sup> du mois de décembre de l'année 1991, c'est-à-dire la valeur **ING<sub>0</sub>** du contrat de concession signé entre les parties le 24 novembre 1992, auquel le présent contrat se substitue eu égard aux prérogatives exclusives reconnues par la loi au concessionnaire ;

<sup>1</sup> Nombre d'habitants, selon le dernier recensement officiel de l'INSEE, à avoir été publié au 31 décembre de l'année précédente.

<sup>2</sup> Au sens du code général des collectivités territoriales et disposant de la compétence de concession de distribution publique d'électricité.

- **ING**, index « ingénierie »<sup>3</sup> ;

## 2.2.2. Le montant de la part R1 est déterminé, en euros, comme suit

### 2.2.2.1. Part R1 calculée

#### a- Au titre de l'année d'entrée en vigueur du présent contrat :

$$R1_1 = (10,5 L_{C1} + 0,23 P_{C1}) \times (1 + P_{C1}/P_{D1}) \times (0,02 \times D + 0,5) \times (0,15 + 0,85 \text{ING}_1 / \text{ING}_0)$$

où **R1<sub>1</sub>** désigne la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année d'entrée en vigueur du contrat et **L<sub>C1</sub>**, **P<sub>C1</sub>**, **P<sub>D1</sub>** et **ING<sub>1</sub>** désignent respectivement les valeurs **L<sub>C</sub>**, **P<sub>C</sub>**, **P<sub>D</sub>** et **ING** retenues pour ledit calcul.

La valeur du terme de regroupement  $(1 + P_{C1}/P_{D1})$  ne peut excéder 2.

Le montant de **R1<sub>1</sub>** est estimé à 1 232 116 euros, pour la première année pleine du contrat, par application des valeurs suivantes connues au 31/12/2020 suivantes:

- **L<sub>C1</sub>** : 20 359 Km,
- **P<sub>C1</sub>** : 552 185 habitants,
- **P<sub>D1</sub>** : 552 185 habitants,
- **D** : 30 ans,
- **ING<sub>1</sub>** : 118,6
- **ING<sub>0</sub>** : 67.5 (valeur de l'indice ING au 31 décembre 1991, applicable au précédent contrat).

où **ING<sub>1</sub>** est la valeur de l'index ingénierie du mois de décembre de l'année précédant l'année d'entrée en vigueur du présent contrat.

Le montant de R1 et les valeurs ci-dessus seront précisés par échange de courriers entre les parties, effectué en temps utile pour permettre l'application des articles 2.4 et 2.5 ci-après.

#### b- Au titre de chaque année suivante :

$$R1_n = R1_{n-1} \times [L_{Cn} / L_{Cn-1} + P_{Cn} / P_{Cn-1} + (0,15 + 0,85 \times \text{ING}_n / \text{ING}_{n-1})] / 3$$

où :

- **R1<sub>n</sub>**, **L<sub>Cn</sub>**, et **P<sub>Cn</sub>** désignent respectivement la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année *n* et les valeurs **L<sub>C</sub>** et **P<sub>C</sub>** retenues pour ledit calcul en année *n* ;
- **R1<sub>n-1</sub>**, **L<sub>Cn-1</sub>**, **P<sub>Cn-1</sub>** et **ING<sub>n-1</sub>** désignent respectivement la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année précédente et les valeurs **L<sub>C</sub>**, **P<sub>C</sub>** et **ING** retenues pour ledit calcul en année *n-1* ;
- **ING<sub>n</sub>** valeur de l'index « ingénierie »<sup>3</sup> du mois de décembre de l'année précédant l'année *n*.

En cas d'avenant de modification du périmètre de la concession prenant effet en année *n*, **R1<sub>1</sub>** est recalculée au nouveau périmètre conformément aux stipulations du a- ci-dessus, en retenant les valeurs de **L<sub>C1</sub>** et de **P<sub>C1</sub>** correspondant au nouveau périmètre de la concession. La valeur **R1<sub>n</sub>** de l'année d'entrée en vigueur de

<sup>3</sup> Calculé ou publié par l'INSEE ou tout autre index qui lui serait substitué.

l'avenant et de chaque année suivante est ensuite calculée conformément au paragraphe.

### 2.2.2.2. Part R1 à verser

Le montant **R1** calculé selon les modalités définies au 2.2.2.1. ci-dessus est modifié, le cas échéant, de façon à respecter les valeurs minimale et maximale suivantes :

#### a- Montant minimal de la part R1

Le montant **R1<sub>1</sub>** dû au titre de l'année d'entrée en vigueur du présent contrat ne peut être inférieur aux valeurs figurant dans le tableau ci-dessous, dès lors que les conditions suivantes sont réunies :

- la durée de la concession définie à l'article 48 du cahier des charges est au moins égale à 20 ans,
- l'autorité concédante relève du régime urbain sur l'ensemble de son territoire, et le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage, sur le territoire de la concession, de l'ensemble des travaux sur le réseau public concédé, à l'exception éventuelle de ceux prévus au A) de l'article 8 du cahier des charges,
- l'autorité concédante ne perçoit aucune majoration de la redevance de concession du fait de la départementalisation du pouvoir concédant.

Population de la concession ( $P_c$ )	Montant minimal de $R1_1$ (en euros)
70 000 habitants $\leq P_c < 100$ 000 habitants	30 000
100 000 habitants $\leq P_c < 200$ 000 habitants	120 000
200 000 habitants $\leq P_c < 300$ 000 habitants	190 000
300 000 habitants $\leq P_c < 450$ 000 habitants	240 000
450 000 habitants $\leq P_c$	360 000

Au titre des années suivantes, le montant **R1<sub>n</sub>** calculé au titre de l'année  $n$  ne peut être inférieur, sous réserve du respect des conditions ci-dessus, à ces valeurs revalorisées chaque année en appliquant la formule d'indexation :

$$[(L_{Cn} / L_{Cn-1} + P_{Cn} / P_{Cn-1} + (0,15 + 0,85 \times \text{ING}_n / \text{ING}_{n-1}))] / 3.$$

#### b- Montant maximal de la part R1

Le montant **R1<sub>1</sub>** dû au titre de l'année d'entrée en vigueur du présent contrat ne peut excéder :

- ou 600 000 x (0,15 + 0,85  $\text{ING}_1 / \text{ING}_0$ ) euros soit 986 089 euros, lorsque la valeur de  $(1 + P_{C1} / P_{D1})$  est égale à 2.

Les montants ci-dessus sont estimés à partir de la valeur  $\text{ING}_1$  connue au 31/12/2020. Ce montant sera précisé par échange de courriers entre les Parties.

Au titre des années suivantes, le montant  $R1_n$  calculé au titre de l'année  $n$  ne peut excéder le montant maximal applicable l'année précédente, revalorisé en appliquant la formule d'indexation :

$$(0,15 + 0,85 \text{ING}_n / \text{ING}_{n-1}) \times [(L_{Cn} / L_{Cn-1} + P_{Cn} / P_{Cn-1}) / 2].$$

Le montant de la part R1 de la redevance de concession à verser par le concessionnaire est égal à la part R1 calculée et modifiée, le cas échéant, selon les modalités précisées aux a- et b- ci-dessus, sans préjudice, le cas échéant, de l'application du 2.4 et du 2.5 ci-après.

## 2.3. Part de la redevance dite "d'investissement"

### 2.3.1. Pour une année donnée, la détermination de **R2** fait intervenir les valeurs suivantes :

- **B**, montant total hors taxes en euros, mandaté au cours de l'année pénultième par l'autorité concédante au titre des travaux, à l'exclusion de toute opération de raccordement, dont elle a été maître d'ouvrage sur le réseau concédé :
  - o non financés en tout ou partie par des programmes d'aides pour l'électrification rurale ou par tout autre programme de péréquation des charges d'investissement financé avec le concours du concessionnaire qui lui serait adjoint ou substitué,
  - o après défalcation des montants des aides, participations et contributions relatives à ces travaux versés par le concessionnaire, dont les contributions prévues à l'article 10 du cahier des charges et l'abondement par ce dernier des dépenses effectuées par l'autorité concédante en vue d'améliorer l'intégration des ouvrages dans l'environnement suivant les modalités prévues à l'article 4 ci-après, ainsi que de toute participation de tiers autres que les communes ou groupements de communes membres.

Le montant B est déterminé à partir des attestations d'investissement établies conformément au modèle joint à la présente annexe, mentionnant notamment la totalité des coûts exposés<sup>4</sup> et les éventuels financements de tiers, adressés par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution.

Dans l'éventualité où les documents ci-dessus ne suffiraient pas à établir la consistance et le coût des travaux effectivement supportés par l'autorité concédante, celle-ci communique également au gestionnaire du réseau de distribution tout document complémentaire probant.

- **D**, durée de la concession, exprimée en années, définie à l'article 48 du cahier des charges ;
- **P<sub>C</sub>**, population municipale<sup>1</sup> des communes de la concession ;
- **P<sub>D</sub>**, population municipale<sup>1</sup> desservie par le concessionnaire dans le département où se situe la concession ;

Par exception, lorsque le département dans lequel se situe la concession comprend au moins une métropole<sup>5</sup> ou une communauté urbaine et :

- si la concession comprend l'ensemble des communes desservies par le concessionnaire dans le département et ne faisant pas partie d'une métropole<sup>5</sup> ou d'une communauté urbaine : **P<sub>D</sub>** est égal à **P<sub>C</sub>** ;
- si une partie des communes de la concession fait partie d'une métropole<sup>5</sup> ou d'une communauté urbaine : **P<sub>D</sub>** est égal à la population municipale desservie par le concessionnaire dans le département en dehors des communes desservies par le concessionnaire de cette métropole ou de cette communauté urbaine qui ne sont pas dans le périmètre de la concession ;
- si l'autorité concédante est une métropole<sup>5</sup> ou une communauté urbaine, exerçant directement sa compétence d'autorité concédante sur tout ou partie de son territoire : **P<sub>D</sub>** est égal à la population municipale de cette métropole ou de cette communauté urbaine desservie par le concessionnaire.
- **ING<sub>n</sub>**, index « ingénierie »<sup>3</sup> du mois de décembre de l'année précédant l'année  $n^6$  ;
- **ING<sub>2016</sub>**, valeur de l'index « ingénierie »<sup>3</sup> du mois de décembre 2015, soit 108,2 ;

<sup>4</sup> Les coûts de maîtrise d'œuvre sont inclus dans la mesure où ils correspondent aux coûts réels exposés justifiés à partir de la comptabilité de l'autorité concédante.

<sup>5</sup> Au sens du code général des collectivités territoriales et disposant de la compétence de concession de distribution publique d'électricité.

<sup>6</sup> Pour toute valeur de  $n$  supérieure à 1.

- I, le montant total hors taxes en euros, mandaté au cours de l'année  $n$  par l'autorité concédante ou par ses communes ou groupements de communes, pour le réseau public de distribution concédé, les dispositions légales relatives à la transition énergétique, et permettant notamment de différer ou d'éviter le renforcement de celui-ci.

Les investissements suivants sont éligibles au terme I :

- les systèmes intelligents de pilotage de l'éclairage public permettant de réduire la puissance appelée en pointe et les luminaires à basse consommation, à savoir la source lumineuse, l'appareillage et l'optique associés, et le cas échéant les dépenses d'investissement des travaux fatals relatifs à la mise en place de ces luminaires à basse consommation, permettant de réduire d'au moins 50% la puissance maximale appelée par les installations d'éclairage public faisant l'objet des travaux, ayant pour effet de réduire à terme les dépenses de renforcement du réseau public de distribution concédé,
- les investissements sur les réseaux d'éclairage public rendus nécessaires par l'intégration dans l'environnement de conducteurs aériens du réseau de distribution, non électriquement ou non physiquement séparés du réseau d'éclairage public situés sur les mêmes supports, à l'initiative du gestionnaire du réseau de distribution ou dans le cadre de travaux réalisés en application du A) de l'article 8 du cahier des charges,
- les dispositifs de pilotage des infrastructures de recharge de véhicules électriques ayant pour effet de réduire à terme les dépenses de renforcement du réseau public de distribution concédé,
- les dispositifs de stockage d'énergie dédiés au soutien du réseau public de distribution d'électricité, et présentant un avantage technico-économique pour le réseau public de distribution concédé,
- les diagnostics et études préalables ayant effectivement conduit à la réalisation des investissements susmentionnés.

La prise en compte dans le terme I des dépenses d'investissement ci-dessus est par ailleurs subordonnée au respect des conditions suivantes :

- ces investissements ne doivent faire l'objet d'aucun autre financement de la part du gestionnaire du réseau de distribution ou par des programmes d'aides pour l'électrification rurale ou par tout autre programme de péréquation des charges d'investissement financé avec le concours des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité qui lui serait adjoint ou substitué ;
- en vue d'assurer la bonne mise en œuvre du présent paragraphe et la prévention de différends relatifs à l'éligibilité au terme I, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution conviennent de se concerter chaque année sur les investissements envisagés au titre de ce terme.

Le montant à prendre en compte au titre du terme I est déterminé :

- à partir des attestations d'investissement établies conformément au modèle joint à la présente annexe, mentionnant notamment les coûts exposés<sup>4</sup> et les éventuels financements de tiers, adressées par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution,
- après défalcation des montants des aides, participations ou contributions de tiers.

Le montant hors taxes par habitant des investissements pris en compte au titre du terme I en année  $n$  ne peut excéder la plus élevée des deux valeurs suivantes :

- 4 euros ou 4 euros x  $(0,4 + 0,6 \text{ ING}_n / \text{ING}_{2016})$ ,

Lorsque le montant des investissements pris en compte dans le terme I au titre de l'année  $n$  n'atteint pas la plus élevée des deux valeurs ci-dessus, la différence entre cette valeur et ce montant vient compléter,

en tant que de besoin et à concurrence de la somme nécessaire susceptible d'être pris en compte dans le terme I au titre de la seu

Les modalités pratiques d'application des conditions d'éligibilité au terme I sont précisées dans l'accord cadre national entre la FNCCR, France Urbaine et Enedis relatif aux investissements éligibles au terme I de la part R2 de la redevance de concession du 28 juin 2019.

### 2.3.2. Le montant de la part R2 est déterminé, en euros, comme suit

#### 2.3.2.1. Part R2 calculée

L'autorité concédante opte pour la formule de calcul ci-dessous :

$$R2 = (0,6 B + 0,1 I) \times (1 + P_c/P_d) \times (0,01 \times D + 0,1)$$

L'autorité concédante a la faculté de changer de formule de calcul, en retenant la formule ci-dessous, une seule fois par période de 10 ans à compter de la date d'effet du contrat, sous réserve d'un délai de prévenance du gestionnaire du réseau de distribution de deux ans.

$$R2 = (0,5 B + 0,2 I) \times (1 + P_c/P_d) \times (0,01 \times D + 0,1)$$

Le montant de la part R2 déterminé ci-dessus est majoré, le cas échéant, selon les dispositions du paragraphe 2.4 ci-dessous. Ce montant correspond à la part R2 calculée.

Ce montant s'entend hors toutes taxes.

#### 2.3.2.2. Part R2 à verser

Le montant de la part R2 de la redevance de concession à verser par le concessionnaire au titre de l'exercice  $n$  est égal à la moyenne de la part R2 calculée selon les modalités précisées au 2.3.2.1. ci-dessus au titre de l'exercice  $n$  et des parts R2 payées au titre des quatre années précédentes, soit :

$$[R2_{\text{versée au titre de } n-4} + R2_{\text{versée au titre de } n-3} + R2_{\text{versée au titre de } n-2} + R2_{\text{versée au titre de } n-1} + R2_{\text{calculée au titre de } n}] / 5$$

Lorsque l'autorité concédante relève du régime urbain sur l'ensemble de son territoire et que la population municipale des communes de la concession est inférieure à 70 000 habitants, la part R2 est égale à 0.

Lorsque l'autorité concédante est une métropole<sup>7</sup> ou une communauté urbaine qui regroupe dans un seul contrat de concession tout ou partie des communes de son périmètre de compétence d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité et que le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage, sur le territoire de la concession, de l'ensemble des travaux sur le réseau public concédé, à l'exception éventuelle de ceux prévus au A) de l'article 8 du cahier des charges, des modalités locales d'application du présent paragraphe au titre des quatre premières années peuvent être prévues à l'article 13 de la présente annexe du contrat.

#### 2.3.2.3. Majoration exceptionnelle de la part R2 de la redevance de concession au titre de l'année d'entrée en vigueur du contrat

<sup>7</sup> Au sens du code général des collectivités territoriales et disposant de la compétence de concession de distribution publique d'électricité

En application de l'article 5 de l'accord-cadre signé le 21 décembre 2017 entre la FNCCR, France Urbaine, Enedis et EDF, les Parties conviennent d'une majoration exceptionnelle de la part R2 de la redevance de concession à verser au titre de la première année civile complète d'application du contrat égale à :

- 7% du montant de la part R2 à verser selon les dispositions prévues à l'article 2.3.2.2 ci-dessus lorsque ce dernier montant est strictement inférieur à la moyenne des parts R2 versées de 2012 à 2015 ;
- 5% du montant de la part R2 à verser selon les dispositions prévues à l'article 2.3.2.2 ci-dessus lorsque ce dernier montant est égal ou supérieur, dans la limite de 30 000 euros, à la moyenne des parts R2 versées de 2012 à 2015.

#### 2.3.2.4. Clause de revoyure

Lorsque 5 ans au moins se seront écoulés à compter de la date de signature de l'accord-cadre entre la FNCCR, France Urbaine, Enedis et EDF du 21 décembre 2017, la liste des investissements éligibles au termes I de la part R2 de la redevance de concession et leurs modalités de prise en compte dans ladite part R2 seront, en tant que de besoin, modifiés dans le cadre d'un accord national, de façon à tenir compte du retour d'expérience de la mise en application locale du modèle de contrat annexé à l'accord-cadre précité et des éventuelles évolutions des technologies de réseau dans le contexte de la transition énergétique.

#### 2.4. Majoration de la redevance pour départementalisation

La redevance de concession déterminée au 2.2 et au 2.3 ci-dessus est majorée, comme défini ci-après, dès lors que la concession regroupe dans un département l'ensemble des communes du territoire desservi par le concessionnaire au 31 décembre de l'année précédant le calcul de la redevance.

Pour chaque année calendaire  $n$ , la majoration départementale versée par le concessionnaire à l'autorité concédante est égale à : 150 000 euros + 25% x R2 calculée + 25% de la somme des parts couvertes par le tarif versées par le concessionnaire au cours de l'année  $n-1$ , dans la limite de la plus forte des deux valeurs : 300 000 euros et  $300\ 000 \times (0,8 + 0,2 \times \text{ING}_n / \text{ING}_{2009})$  euros,

où :

- $\text{ING}_n$  valeur de l'index « ingénierie »<sup>3</sup> du mois de décembre de l'année précédant l'année  $n$  ;
- $\text{ING}_{2009}$  valeur de l'index « ingénierie »<sup>3</sup> du mois de décembre 2008, soit 98,6 (base 2010) ;
- les parts couvertes par le tarif sont celles définies à l'annexe 2bis.

L'autorité concédante a perçu au titre de l'année 2016 la majoration prévue par le protocole FNCCR-EDF signé le 5 juillet 2007 en raison du regroupement à la maille départementale de l'ensemble des communes du territoire desservi par le concessionnaire, dont 100 000 euros affectés à la part R1 et 200 000 euros affectés à la part R2 de la redevance de concession. Soit 1/3 affecté à R1 et 2/3 affectés à R2.

Conformément à l'accord-cadre signé entre la FNCCR, France Urbaine, Enedis et EDF le 21 décembre 2017 :

- la majoration départementale calculée chaque année  $n$  dans les conditions prévues au 2ème alinéa du présent paragraphe est affectée par l'autorité organisatrice à chacune des parts R1 et R2, sans modification de la répartition en pourcentage appliquée au titre de l'année 2016<sup>8</sup> ;
- le montant de R1 à verser chaque année  $n$  dans les conditions prévues au paragraphe 2.2.2. ci-dessus est majoré du montant en euros calculé selon la répartition convenue ci-dessus ; le total ainsi obtenu correspond à la part R1 de la redevance à verser à l'autorité concédante ;

<sup>8</sup> Sous réserve que le montant affecté à la part R1 de la redevance soit au moins égal à 100 000 euros.



- le montant de la part R2 calculée chaque année selon les modalités ci-dessus est majoré du montant en euros calculé selon la répartition

**2.5.** Pour la détermination du montant de la redevance à verser au titre des années calendaires de l'entrée en vigueur du contrat et de l'expiration de celui-ci, il sera procédé comme suit :

- la valeur des termes R1 et R2 correspondant à la totalité de l'année calendaire en cause sera calculée conformément aux modalités précédentes,
- le montant à verser par le concessionnaire au titre de chaque part sera égal au produit du terme correspondant ainsi calculé par le rapport du nombre de jours de l'année calendaire en cause restant à courir à compter de la date d'entrée en vigueur du contrat – ou écoulés jusqu'à la date d'expiration de celui-ci – au nombre total de jours de cette année.

**2.6.** Avant le 30 mars, le gestionnaire du réseau de distribution transmet à l'autorité concédante la valeur de  $L_C$ . La redevance fait l'objet d'un état détaillé adressé par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution avant le 15 avril de l'année au titre de laquelle elle est due. Cet état détaillé comprend les éléments de calcul et les pièces justificatives prévues au paragraphe 2.3 ci-dessus. Avant le 15 juin, le gestionnaire du réseau de distribution fait part de ses observations éventuelles sur cet état détaillé. Le titre de recette est établi et transmis avant le 1<sup>er</sup> juillet de ladite année par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution. Il comprend notamment les mentions obligatoires en vertu de la réglementation relative à la TVA. La redevance est versée par le gestionnaire du réseau de distribution avant le 31 juillet de ladite année.

Tout retard dans la transmission des éléments mentionnés à l'alinéa ci-dessus se traduit par un report du même nombre de jours des échéances mentionnées au même alinéa et du versement de la redevance. Il en va de même en cas de réception d'éléments incomplets.

En cas de retard du gestionnaire du réseau de distribution dans le règlement de la redevance, l'autorité concédante pourra, sauf si ce retard est de son fait, appliquer des intérêts de retard selon les dispositions de l'article 1231-6 du code civil.

### **ARTICLE 3**

#### **REDEVANCES D'OCCUPATION DU DOMAINE PUBLIC COMMUNAL**

Le gestionnaire du réseau de distribution versera à chaque gestionnaire du domaine public concerné les redevances dues en raison de l'occupation du domaine public communal en application de la législation en vigueur et mentionnées à l'article 4 B) du cahier des charges.

En cas d'accord à cet effet entre ces gestionnaires et l'autorité concédante, dûment notifié au gestionnaire du réseau de distribution, ce dernier pourra verser à l'autorité concédante les redevances d'occupation du domaine public communal concernées.

**ARTICLE 4**  
**INTEGRATION DES OUVRAGES**  
**DANS L'ENVIRONNEMENT**

Envoyé en préfecture le 11/06/2021  
Reçu en préfecture le 11/06/2021  
Affiché le 11/06/2021  
ID : 071-257102582-20210603-CS21\_041-DE

**A** - En application du A) de l'article 8 du cahier des charges, le gestionnaire du réseau de distribution participe à raison de 40 % du coût hors TVA au financement de travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante aux fins d'intégration des ouvrages de la concession dans l'environnement, dans les conditions ci-après.

Le montant de cette contribution est fixé chaque année d'un commun accord entre les parties, à partir de l'examen du programme de travaux prévu dans ce domaine par l'autorité concédante, en tenant compte de l'évolution éventuelle du périmètre, des caractéristiques de la concession et de l'apport de ces travaux à la sécurisation des réseaux, en dehors des programmes d'aides pour l'électrification rurale ou de tout autre programme de péréquation des charges d'investissement financé avec le concours des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité qui lui serait adjoint ou substitué.

Si certaines opérations du programme de l'année  $n$  ne sont pas achevées au 31 décembre de l'année  $n$ , ces opérations seront imputées sur le montant de la contribution de l'année  $n$ , sous réserve qu'elles soient achevées avant le 31 décembre de l'année  $n+1$ .

Le montant de la contribution ainsi convenu est versé suivant des modalités et dans des délais définis d'un commun accord entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution.

En cas de retard du concessionnaire dans le versement de cette contribution — ou de l'une de ses fractions, si celle-ci doit être versée en plusieurs fois — l'autorité concédante peut, sauf si ce retard est de son fait, appliquer des intérêts de retard selon les dispositions de l'article 1231-6 du code civil.

**B** - Les périmètres et pourcentages visés aux alinéas 2, 3 et 4 du B) de l'article 8 du cahier des charges sont définis comme suit :

**a)** Périmètre visé à l'alinéa 2 :

Les nouvelles canalisations sont souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée lorsqu'elles se situent,

- dans un périmètre de 500m autour des immeubles classés parmi les monuments historiques ou inscrits à l'inventaire supplémentaire, ainsi que dans les sites classés ou inscrits ;
- dans les zones de protection des Sites Patrimoniaux Remarquables (SPR) ou de tout autre dispositif s'y substituant ;

**b)** Pourcentage visé à l'alinéa 3 :

En agglomération et en dehors des zones définies en a) (la zone agglomérée est définie par la position des panneaux d'entrée et de sortie d'agglomération prévus par le code de la route) : les nouvelles canalisations sont souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeuble ou toute autre technique appropriée, selon un pourcentage minimal de 80 % de la longueur totale construite annuellement par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa.

**c)** Pourcentage visé à l'alinéa 4 :

En dehors des zones définies aux a) et b) ci-dessus, les nouvelles canalisations sont souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée,

selon un pourcentage minimal de 40 % de la longueur totale construite du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent a

## ARTICLE 5 MAITRISE D'OUVRAGE

### A) Répartition de la maîtrise d'ouvrage

Pour l'application des articles 6, 7 et 8 du cahier des charges, conformément à l'accord-cadre signé entre la FNCCR, France Urbaine, Enedis et EDF le 21 décembre 2017, la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux sur les réseaux concédés est établie en fonction de l'origine et de la nature des travaux et de la catégorie des communes comme suit :

Origine des travaux	Nature des travaux	Catégorie de communes	
		Urbaine	Rurale
<b>Renforcements</b>			
Levée de contrainte électrique des réseaux BT	Renforcement des réseaux BT et, si nécessaire, remplacement ou création, et raccordement d'un poste de transformation associé	ENEDIS	SYDESL
Levée de contrainte électrique des réseaux HTA	Renforcement des réseaux HTA	ENEDIS	ENEDIS
<b>Sécurisation</b>			
Amélioration de la continuité d'alimentation du réseau concédé	Sécurisation des réseaux BT	ENEDIS	SYDESL / ENEDIS
<b>Raccordement</b>			
Extensions HTA	Extension HTA pour le raccordement d'une installation de consommation ou de production, y compris les installations collectives	ENEDIS	ENEDIS
Extensions BT	Extension BT pour le raccordement individuel d'une installation de consommation (hors installation communale ou intercommunale)	ENEDIS	SYDESL
	Extension BT pour le raccordement individuel d'une installation de consommation communale ou intercommunale	ENEDIS	SYDESL
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (immeuble, lotissement) hors ZAC	ENEDIS	SYDESL(*)
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective dans les ZAC	ENEDIS	SYDESL(*)
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou inter communale (immeuble, lotissement)	ENEDIS	SYDESL (*)
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de production ≤ 6 kVA simultané	ENEDIS	SYDESL (*)

	avec une installation individuelle de consommation		
	Extension BT pour le raccordement de bâtiments publics neufs comportant simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et de la consommation	ENEDIS	SYDESL(*)
	Extension BT pour le raccordement de toute autre installation de production	ENEDIS	ENEDIS
Branchements	Branchement individuel BT d'une installation de consommation sans extension	ENEDIS	ENEDIS
	Branchement individuel BT d'une installation de consommation suite à extension	ENEDIS	ENEDIS
	Branchement de toute installation de production	ENEDIS	ENEDIS
<b>Ouvrages BT sur terrain d'assiette des raccordements collectifs</b>	Ouvrages de branchement et d'extension BT sur terrain d'assiette d'une opération collective sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (au moins 3 PDL) (immeuble, lotissement, ZAC)	ENEDIS	Liaison A : SYDESL Liaison B : Enedis
	Ouvrages de branchement et d'extension BT sur terrain d'assiette d'une opération collective sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale (au moins 3 PDL) (immeuble, lotissement, ZAC)	ENEDIS	ENEDIS
<b>Intégration des ouvrages dans l'environnement</b>	Effacement BT	SYDESL (hors déplacement d'ouvrage)	SYDESL
	Effacement HTA	ENEDIS	ENEDIS
<b>Déplacements d'ouvrage</b>	Déplacements d'ouvrage à la demande de tiers	ENEDIS	ENEDIS

Le transfert de la maîtrise d'ouvrage pour les rubriques mentionnés d'une étoile (\*) dans le tableau précédent, débutera au 01/01/2022. Avant cette date, ces travaux seront menés sous maîtrise d'ouvrage d'Enedis.

## B) Définitions

Dans le tableau ci-dessus, le caractère « Urbain » ou « Rural » des communes de la concession est défini comme suit :

Commune rurale : commune dans laquelle les travaux réalisés par l'autorité concédante sont éligibles aux aides à l'électrification rurale mentionnées à l'article L.2224-31 du code général des collectivités territoriales (CGCT), dans les conditions définies par la réglementation.

Commune urbaine : toute autre commune de la concession.

Dans le tableau ci-dessus, la nature des travaux est définie comme suit :

Renforcement des réseaux BT : travaux ayant pour objet la résorption des contraintes existantes de tension, d'intensité et de capacité sur le réseau BT, laquelle peut notamment concourir à l'amélioration de l'efficacité énergétique du réseau ; ils incluent le renforcement des réseaux BT et, le cas échéant, des postes HTA/BT et la reprise de la liaison au réseau HTA.

Renforcement des réseaux HTA : tous les travaux de renforcement des réseaux HTA.

Sécurisation des réseaux BT : travaux réalisés sur les réseaux BT aériens : l'impact des ruptures d'alimentation en énergie électrique en cas d'interruption des réseaux BT fil nu en l'absence de contraintes électriques, avec en priorité la dépose du réseau BT fil nu de faible section. Ces travaux consistent en une amélioration de la résistance mécanique des ouvrages par le remplacement des conducteurs nus en basse tension par du câble torsadé ou par la mise en souterrain de réseau aérien.

Extension HTA pour le raccordement d'une installation de consommation ou de production : extensions HTA au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement HTA d'une installation de consommation ou de production.

Extension BT pour raccordement individuel d'une installation de consommation communale ou intercommunale : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement individuel d'une installation de consommation communale ou inter communale.

Extension BT pour raccordement individuel d'une installation de consommation (hors installation communale ou inter communale) : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement individuel d'une installation de consommation, à l'exception d'une installation communale ou inter communale.

Extension BT pour raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (immeuble, lotissement) hors ZAC : extension BT au sens du décret de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (immeuble, lotissement).

Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective dans les ZAC : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de consommation collective dans les ZAC.

Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale (immeuble, lotissement) : extension BT au sens du décret de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale (immeuble, lotissement).

Extension BT pour le raccordement d'une installation de production  $\leq 6$  kVA simultanément avec le raccordement d'une installation individuelle de consommation : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de production  $\leq 6$  kVA simultanément avec une installation individuelle de consommation.

Extension pour le raccordement de bâtiments publics neufs comportant simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et de la consommation : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de production  $\leq 36$  kVA simultanément avec le raccordement d'un bâtiment public neuf.

Extension BT pour le raccordement de toute autre installation de production : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement de toute installation de production (hors raccordement d'une installation de production  $\leq 6$  kVA simultanément avec une installation individuelle de consommation ou raccordement d'une installation de production  $\leq 36$  kVA simultanément avec un bâtiment public neuf).

Branchement individuel BT d'une installation de consommation sans extension : l'article D. 342-1 du code de l'énergie et du présent cahier des charges réalisé sans extension.

Branchement individuel BT d'une installation de consommation suite à extension : branchement au sens de l'article D. 342-1 du code de l'énergie et du présent cahier des charges d'une installation de consommation BT réalisé avec extension.

Branchement de toute installation de production : branchement au sens de l'article D. 342-1 du code de l'énergie et du présent cahier des charges de toute installation de production.

Ouvrages de branchement et d'extension BT sur terrain d'assiette d'un raccordement collectif sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (au moins 3 PDL) (immeuble, lotissement, ZAC) : travaux de branchement ou d'extension sur le terrain d'assiette d'une opération de raccordement collectif conduite sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale.

Ouvrages de branchement et d'extension BT sur terrain d'assiette d'un raccordement collectif sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale (au moins 3 PDL) (immeuble, lotissement, ZAC) : travaux de branchement ou d'extension sur le terrain d'assiette d'une opération de raccordement collectif conduite sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale.

Effacement : travaux d'effacement dont la finalité est l'amélioration de l'intégration des ouvrages dans l'environnement, laquelle peut notamment concourir à la sécurisation du réseau, par de l'enfouissement ou de la pose suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée.

ZAC : Zone d'Aménagement Concerté au sens de l'article L.311-1 du code de l'urbanisme.

## ARTICLE 6

### MISE A DISPOSITION DE L'AUTORITE CONCEDEANTE D'INFORMATIONS SUR L'ETAT DU RESEAU CONCEDE

#### 1-Données compteur communicant

Les données liées au compteur communicant sont traitées au chapitre 3, article 15 du présent cahier des charges de concession.

#### 2-Données de maitrise d'ouvrage

Chaque année, le gestionnaire du réseau de distribution fournit sans facturation additionnelle à l'autorité concédante, avant le 30 juin, les informations nécessaires (état décrivant les contraintes, y compris la chute de tension dans le transformateur, et caractéristiques du réseau basse tension) lui permettant d'identifier le nombre et la localisation des départs du réseau basse tension nécessitant des travaux de renforcement relevant de sa maîtrise d'ouvrage et, le cas échéant, de procéder à l'instruction des avis d'urbanisme.

Cette communication est accompagnée d'un avis du gestionnaire du réseau de distribution précisant les départs pour lesquels des travaux de renforcement sont à réaliser de façon prioritaire. L'autorité concédante informe le gestionnaire du réseau de distribution de son programme prévisionnel de travaux.

En particulier, sur demande de l'autorité concédante, le gestionnaire de réseau s'engage à transmettre les éléments nécessaires à la réalisation d'études et de travaux par l'autorité concédante dans le périmètre de sa maîtrise d'ouvrage.

La procédure intitulée « Procédure de transmission des données nécessaires aux travaux par l'autorité concédante dans le périmètre de sa maîtrise d'ouvrage » présente le présent contrat, précise les données transmises et les modalités techniques d'échange.

### 3- Données cartographiques

Les données cartographiques dites « moyenne échelle » sont transmises conformément aux dispositions prévues par les conventions particulières signées entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution.

En particulier, les données communiquées par le gestionnaire de réseau décrivent l'ensemble des ouvrages concédés en l'état des dernières mises à jour de leur représentation cartographique. Les données communiquées dans le respect des dispositions législatives et réglementaires relatives à la protection des données, portent sur les types d'ouvrages suivants :

- poste source,
- poste de distribution publique,
- poste client HTA,
- armoire HTA,
- appareil de coupure aérien HTA,
- tronçon aérien HTA,
- tronçon souterrain HTA,
- tronçon aérien BT,
- tronçon souterrain BT,
- branchements individuels et collectifs,

En complément, les données cartographiques communiqueront à titre indicatif les raccordements réalisés dans le cadre de l'article L332-15 du code de l'urbanisme.

La communication de données relatives aux branchements individuels et collectifs et aux compteurs sera mise en œuvre en cohérence avec le calendrier prévu à l'annexe 4 de l'arrêté du 10 février 2020 fixant le contenu et les délais de production de l'inventaire détaillé et localisé des ouvrages.

En outre, le gestionnaire du réseau de distribution met à disposition de l'autorité concédante, à sa demande, des données qualifiées ou des informations issues des dispositifs de comptage aux fins de suivi de la qualité de fourniture. Les données à caractère personnel ne peuvent être communiquées par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante qu'après le consentement de la personne concernée.

## ARTICLE 7 TRAVAUX SOUS TENSION

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à réaliser ou faire réaliser sous tension les travaux dont il est maître d'ouvrage sur le réseau concédé, aussi bien en haute qu'en basse tension, dans tous les cas où ce mode d'intervention est techniquement possible et conforme à l'intérêt général.

L'autorité concédante, pour les travaux dont elle assure la maîtrise d'ouvrage, fait réaliser ceux-ci sous tension, dans tous les cas où ce mode d'intervention est techniquement possible et conforme à l'intérêt général, sauf disposition contraire convenue entre les parties.

## ARTICLE 8 COMPTE-RENDU ANNUEL D'ACTIVITE DE LA CONCESSION

Le concessionnaire communique chaque année à l'autorité concédante, dans le cadre du compte-rendu d'activité du concessionnaire afférent à la concession, établi conformément à l'article 44 du cahier des charges, les indicateurs suivants :

## A) Indicateurs relatifs à la mission de développement et d'exploitation d'électricité

### 1° Caractéristiques de la concession

- Nombre d'utilisateurs desservis par le réseau concédé
- Quantités d'énergie acheminée (en kWh)
- Recettes d'acheminement détaillées par puissance
- Quantité d'énergie produite par type de production (en kWh)
- Puissance nouvelle raccordée (consommation / production en kVA)
- Nombre de compteurs Linky posés
- Nombre de compteurs Linky communicants posés.

### 2° Indicateurs descriptifs physiques des ouvrages

- Nombre de kilomètres de réseau relevant du domaine de tension HTA
- Nombre de kilomètres de réseau relevant du domaine de tension BT, dont
  - Longueur des fils nus de faibles sections ( $\leq 14 \text{ mm}^2$  Cu et  $\leq 22 \text{ mm}^2$  Alu)
- Longueur moyenne des 10% de départs les plus longs (km)
- Taux d'enfouissement du réseau HTA
- Taux d'enfouissement du réseau BT
- Répartition par tranche d'âge de 10 ans des différents types d'ouvrage
- Nombre de postes HTA/BT par catégories :
  - dont poste sur poteau H61
  - dont poste cabine haute
  - dont poste cabine basse
- Nombre moyen d'OMT/départ HTA aérien

### 3° Indicateurs relatifs aux raccordements

- Nombre de raccordements neufs de consommateurs au réseau public de distribution réalisés
  - dont nombre de raccordements en BT concernant des installations de consommation de puissance inférieure à 36kVA
    - dont raccordements individuels sans adaptation de réseau
    - dont raccordements collectifs sans adaptation de réseau
    - dont raccordements individuels et collectifs avec adaptation de réseau
  - dont nombre de raccordements en BT concernant des installations de consommation de puissance comprise entre 36kVA et 250kVA
  - dont nombre de raccordements en moyenne tension HTA
- Nombre de raccordements neufs d'installations de production de puissance inférieure ou égale à 36kVA réalisés
  - dont nombre de raccordements sans adaptation de réseau
  - dont nombre de raccordements avec adaptation de réseau
- Envoi des devis de raccordement :
  - taux de devis de raccordement envoyés dans les délais pour les consommateurs BT individuels de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau)
  - délai moyen d'envoi du devis pour les consommateurs BT individuels de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau)
  - taux de devis de raccordement envoyés dans les délais pour les producteurs BT de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau)
  - délai moyen d'envoi du devis pour les producteurs BT de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau).



#### 4° Indicateurs de performance : qualité de la distribution et continuité d'alimentation

- Durée moyenne annuelle de coupure perçue par un client alimenté en BT, toutes causes d'interruption confondues (en minutes)
- Durée moyenne annuelle de coupure perçue par un client alimenté en BT, toutes causes d'interruption confondues, hors incident exceptionnel<sup>9</sup> (en minutes)
  - dont l'origine de l'incident est située sur le réseau d'électricité géré par une société gestionnaire d'un réseau de transport d'électricité
  - dont l'origine de l'incident est située au niveau d'un poste source
  - dont l'origine de l'incident est située sur un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité relevant du domaine de tension HTA (« incident HTA »)
  - dont l'origine de l'incident est située sur un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité relevant du domaine de tension BT (« incident BT »)
  - ayant pour origine des travaux sur le réseau public de distribution d'électricité.
- Nombre d'incidents HTA pour 100 km de réseau
  - dont aérien
  - dont souterrain
- Nombre d'incidents BT pour 100 km de réseau
  - dont aérien
  - dont souterrain
- Nombre de coupures à la suite d'incidents sur le réseau public de distribution d'électricité
  - dont nombre de coupures d'une durée supérieure à 3 minutes (ci-après « coupure longue »)
  - dont nombre de coupures d'une durée supérieure ou égale à 1 seconde et inférieure ou égale à 3 minutes (ci-après « coupure brève »).
- Nombre de coupures pour travaux sur le réseau public de distribution d'électricité
  - dont nombre de coupures pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension HTA
  - dont nombre de coupures pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension BT.
- Durée moyenne des coupures pour travaux perçue par un client alimenté en BT
  - dont pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension HTA
  - dont pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension BT.
- Fréquence des coupures longues, toutes causes confondues
- Fréquence des coupures brèves, toutes causes confondues.
- Nombre de clients BT ayant subi plus de 6 coupures longues, toutes causes confondues
  - dont nombre de clients BT affectés par plus de 6 coupures longues, hors incidents BT
- Nombre de clients BT ayant subi plus de 30 coupures brèves, toutes causes confondues
- Nombre de clients BT ayant subi plus de 3 heures de coupure, en durée cumulée sur l'année, toutes causes confondues
  - dont nombre de clients BT ayant subi plus de 3 heures de coupure, en durée cumulée sur l'année, hors incidents BT
- Nombre de clients BT affectés par une interruption de fourniture d'une durée supérieure à 6 heures consécutives, quelle que soit la cause de l'interruption de fourniture.
- Taux (en %) de départs BT comportant au moins un client BT mal alimenté<sup>10</sup>
- Taux (en %) de départs HTA comportant au moins un point de livraison HTA dont la tension d'alimentation est inférieure de plus de 5% à la tension contractuelle.

<sup>9</sup> Les incidents exclus des statistiques de coupure de façon à déterminer l'indicateur « hors incidents exceptionnels » sont ceux qui sont définis par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans ses délibérations tarifaires comme des événements exceptionnels au sens de la régulation incitative de la continuité d'alimentation.

<sup>10</sup> Un client BT est considéré comme mal alimenté lorsque, au moins une fois au cours de l'année civile dont il est rendu compte, sa tension d'alimentation, moyennée sur 10 minutes, est inférieure à 90% de la tension nominale mentionnée à l'article 1<sup>er</sup> de l'arrêté du 24 décembre 2007 pris en application du décret n°2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité ou supérieure à 110% de la tension nominale.

- Nombre de clients BT mal alimentés
- Taux (en %) de clients BT mal alimentés.

### 5° Indicateurs de la qualité du service au client

- Taux de mise en service sur installation existante dans les délais standards ou convenus
- Taux de résiliation dans les délais standards ou convenus
- Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement concernant des installations de consommation de puissance inférieure à 36 kVA (entre date de réception de l'accord sur la proposition de raccordement et date réelle de mise en exploitation), pour les branchements simples C5
- Taux de réponse aux réclamations sous 15 jours calendaires
- % des réclamations des clients particuliers (segment C5), concernant les activités suivantes :
  - Raccordement
  - Relève et facturation
  - Accueil
  - Intervention techniques et mises en service
  - Qualité de la fourniture
- Taux d'accessibilité de l'accueil dépannage par les clients BT avec une puissance inférieure ou égale à 36 kVA
  - Nombre d'appels reçus
  - Nombre d'appels donnant lieu à un dépannage.

### 6° Indicateurs de satisfaction des clients

- Taux de satisfaction globale :
  - des clients particuliers raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36kVA
  - des clients professionnels raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36kVA
  - des clients Entreprises raccordés en BT ou HTA, avec une puissance supérieure à 36kVA
- Taux de satisfaction spécifique aux raccordements :
  - des clients particuliers raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36kVA
  - des clients professionnels raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36kVA.

### 7° Indicateurs sur les éléments financiers

- Produits et charges liés à l'exploitation courante de la concession :
  - Rubriques relatives aux produits d'exploitation :
    - Recettes d'acheminement par type de client final (en fonction du domaine de tension et de la puissance maximale souscrite : HTA, BT de puissance supérieure à 36 kVA, BT de puissance inférieure à 36 kVA) découlant du tarif d'utilisation des réseaux visé à l'article L. 341-2 du code de l'énergie,
    - Recettes de raccordement, de prestations annexes et autres recettes,
    - Production stockée et immobilisée,
    - Reprises sur amortissements distinguant les reprises d'amortissements de financements du concédant des autres types de reprises,
    - Reprises sur provisions distinguant les reprises de provisions pour renouvellement et les reprises d'autres catégories de provisions,
    - Total des autres produits d'exploitation,
  - Rubriques relatives aux charges d'exploitation :

- Achats dont coût d'accès au réseau amont et cou
- Charges de personnel,
- Redevances de concession,
- Impôts et taxes,
- Charges centrales et autres charges d'exploitation,
- Charges calculées :
  - dotations aux amortissements des biens en concession distinguant l'amortissement des financements du concessionnaire d'une part, et celui des financements de l'autorité concédante et des tiers d'autre part,
  - autres amortissements,
  - autres dotations d'exploitation.
- Produits et charges exceptionnels, le cas échéant.

## 8° Indicateurs relatifs au patrimoine concédé

- Valorisation en fin d'exercice des ouvrages concédés avec un détail par catégories d'ouvrages (en euros) :
  - Valeur brute des ouvrages
  - Amortissement cumulés
  - Valeur nette comptable
  - Provisions pour renouvellement cumulées
  - Valeur de remplacement
- Variation des valeurs brutes au cours de l'exercice écoulé, par catégories d'ouvrages (en euros) :
  - Valeur brute au 1<sup>er</sup> janvier
  - Mises en service dans l'année dont apports nets du concessionnaire et apports externes nets
  - Retraits en valeur brute dans l'année
  - Valeur brute au 31 décembre
- Information sur les durées d'amortissement par catégories d'ouvrages
- Synthèse des passifs spécifiques de concession, par catégories d'ouvrages, distinguant les financements respectifs du concédant et du concessionnaire, les amortissements de financements du concédant et le solde de la provision pour renouvellement (en euros)

## B) Indicateurs relatifs à la mission de fourniture d'énergie électrique aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente

### 1° Caractéristiques de la concession

#### a) Caractéristiques des clients de la concession :

- Nombre total de clients de la concession aux tarifs réglementés de vente (TRV) au 31 décembre
- Nombre de clients ayant souscrit un contrat TRV au cours de l'exercice
- Nombre de clients ayant résilié leur contrat TRV au cours de l'exercice
- Ventilation<sup>11</sup> des clients de la concession au 31 décembre
  - par tarif : Bleu résidentiel, Bleu non résidentiel
  - par option : Base, Heure Pleine / Heure Creuse, EJP / TEMPO, Eclairage Public

<sup>11</sup> Les segmentations des tarifs, options et puissances souscrites sont mentionnées telles qu'elles existent à la date de signature du présent contrat. Les clients résidentiels correspondent aux clients particuliers.

- par puissance souscrite (hors éclairage public) : 3

b) Caractéristiques des ventes d'électricité sur la concession :

- Energie facturée (en kWh) par tarif et option au cours de l'exercice
- Recettes facturées (en euros) par tarif au cours de l'exercice

**2° Qualité du service rendu aux clients**

a) Facturation :

- Nombre de clients ventilés par fréquence de facturation au 31 décembre
- Nombre de clients bénéficiant d'une facturation électronique au 31 décembre
- Nombre total de factures émises au cours de l'exercice
- Nombre de factures établies sur la base du relevé effectué par le client au cours de l'exercice
- Nombre de factures établies sur la base d'un télé-relevé au cours de l'exercice
- Nombre de factures rectificatives au cours de l'exercice

b) Traitement des difficultés de paiement des clients particuliers de la concession :

- Nombre de lettres uniques de relance envoyées au cours de l'exercice, dans le cadre des dispositions du décret n°2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau
- Nombre de coupures demandées par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente au gestionnaire du réseau de distribution au cours de l'exercice
- Nombre de coupures effectives réalisées par le gestionnaire du réseau de distribution au cours de l'exercice
- Taux de coupures effectives par rapport à celles demandées au cours de l'exercice
- Nombre de résiliations de contrats à l'initiative du fournisseur aux tarifs réglementés de vente suite à coupure au cours de l'exercice
- Nombre de clients en situation de coupures effectives réalimentés au début de la période hivernale de l'exercice considéré<sup>12</sup>, au titre de l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles
- Nombre de réductions de puissance effectuées pendant la période hivernale<sup>13</sup>
- Nombre de réductions de puissance effectuées au cours de l'exercice
- Nombre de clients en situation de réduction de puissance au 31 décembre
- Nombre de clients dont le compte clients a été crédité avec un chèque énergie au cours de l'exercice

c) Autres services rendus aux clients de la concession :

- Nombre de conseils tarifaires dispensés par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente auprès des clients particuliers au cours de l'exercice
- Nombre de clients particuliers bénéficiant d'un accompagnement énergie de la part du fournisseur aux tarifs réglementés de vente au cours de l'exercice
- Nombre de souscriptions sans interruption de fourniture au cours de l'exercice
- Nombre d'appels téléphoniques traités pour les clients particuliers au cours de l'exercice, à la maille de la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente
- Nombre de pages vues sur le(s) site(s) internet proposé(s) au cours de l'exercice, à la maille de la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente
- Nombre d'espaces internet client ouverts au 31 décembre, à la maille de la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente
- Modalités de contact et d'accueil proposées aux clients par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente (sites internet, services téléphoniques, points d'accueils, ...)

<sup>12</sup> A la date de signature du présent contrat : le 1<sup>er</sup> novembre de l'année dont il est rendu compte

<sup>13</sup> A la date de signature du présent contrat : du 1<sup>er</sup> janvier au 31 mars inclus et du 1<sup>er</sup> novembre au 31 décembre inclus de l'année dont il est rendu compte

**d) Traitement des réclamations des clients particuliers de la concession :**

- Nombre total de réclamations écrites<sup>14</sup> reçues au cours de l'exercice
- Ventilation du nombre de réclamations écrites par typologie<sup>15</sup> :
  - o Accueil
  - o Conseil et services
  - o Contrat
  - o Facturation
  - o Qualité de fourniture et réseau
  - o Recouvrement
  - o Relation avec le distributeur
  - o Relevé
- Taux de réclamations écrites avec réponse dans les 30 jours

**e) Satisfaction des clients :**

- Taux de satisfaction des clients résidentiels à la maille de la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente
- Taux de satisfaction des clients non résidentiels à la même maille.

**3° Eléments financiers de la concession :**

Etablis au regard des quantités facturées dans l'année aux clients de la concession raccordés aux réseaux publics de distribution d'électricité bénéficiant du tarif réglementé de vente dit « bleu » mentionné à l'article R.337-18 du code de l'énergie :

- chiffre d'affaires ;
- coûts commerciaux établis, pour les clients de la concession, sur la base des coûts nationaux de l'exercice considéré correspondant à ceux communiqués par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente à la Commission de régulation de l'énergie.

## **ARTICLE 9 EXERCICE DU CONTROLE**

Les opérations de contrôle du bon accomplissement par le concessionnaire de ses missions, mentionnées à l'article 44 du cahier des charges, sont organisées par l'autorité concédante. Sans préjudice de la faculté pour les agents de contrôle de l'autorité concédante de procéder à tout moment à toutes vérifications et de prendre connaissance sur place, ou copie, de toutes informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice de leur mission, l'autorité concédante a la faculté d'exercer un contrôle annuel dans le cadre précisé ci-après.

Pour les missions périodiques ainsi diligentées par l'autorité concédante, les parties conviennent des principes ci-après.

### **A) Information préalable**

Toute mission périodique de contrôle est notifiée par l'agent de contrôle désigné par l'autorité concédante au moins 3 mois avant la date prévisionnelle des opérations de contrôle. Cette notification est adressée par écrit au(x) représentant(s) du concessionnaire concerné(s) tel(s) que désigné(s) à l'article 54 du cahier des charges. Elle précise, notamment, l'objectif de la mission, les informations attendues et leur délai de mise à disposition qui ne sera pas inférieur à 2 mois.

---

<sup>14</sup> Correspond aux réclamations reçues par courrier et par voie numérique

<sup>15</sup> Répartition à la date de la signature du présent contrat.

## **B) Organisation de la mission de contrôle**

A la demande de la partie la plus diligente, une réunion préparatoire pourra être organisée afin de compléter ou de préciser les indications ainsi notifiées et de convenir du calendrier de la mission.

## **C) Déroulement de la mission de contrôle**

Dans le cadre du calendrier ainsi convenu, le concessionnaire désigne des agents qualifiés qui sont les interlocuteurs des agents de contrôle de l'autorité concédante et qui leur fournissent les informations utiles à l'exercice de leur mission de contrôle sans préjudice des dispositions du D) ci-après.

En toutes circonstances, les agents de contrôle de l'autorité concédante veilleront à limiter au strict nécessaire la gêne occasionnée à l'exploitation.

## **D) Informations sensibles**

Les informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi, dont la liste figure notamment à l'article R. 111-26 du code de l'énergie, seront remises par le concessionnaire exclusivement à l'agent de contrôle de l'autorité concédante habilité et assermenté<sup>16</sup> à cet effet.

Ces informations lui seront remises en main propre contre signature d'une attestation mentionnant notamment la date de la mission de contrôle, l'identité de l'agent de contrôle et la description des informations remises.

Cet agent devra être en mesure de présenter aux représentants du concessionnaire tout titre ou document attestant de sa désignation par l'exécutif de l'autorité concédante, de son habilitation à recevoir les informations ci-dessus et de sa prestation de serment.

Sans préjudice de la protection par la loi d'autres données, les données à caractère personnel ne peuvent être communiquées par le concessionnaire à l'agent de contrôle qu'après le consentement de la personne concernée.

## **E) Rapport de contrôle intégrant les préconisations de l'autorité concédante**

A l'issue de ces opérations de contrôle périodique, si l'agent de contrôle désigné par l'autorité concédante formule des recommandations relatives à l'exécution du contrat par le concessionnaire, il notifie le projet de rapport à ce dernier. Celui-ci dispose d'un délai de 8 semaines pour apporter ses observations.

Un exemplaire du rapport final est transmis au concessionnaire. Ce dernier présente, le cas échéant, les actions éventuelles en réponse aux recommandations de l'autorité concédante dans un délai de 8 semaines.

L'autorité concédante arrête le montant de la pénalité mentionnée à l'article 46 du cahier des charges au plus tard dans les douze mois suivant la date d'expiration de la mise en demeure qu'elle a adressée au concessionnaire dans le cadre de l'exercice de son contrôle de la concession.

# **ARTICLE 10**

## **MOYENS DE DESSERTE DECENTRALISES NON CONNECTES A L'ENSEMBLE DU RESEAU**

### **A) Conditions de mise en œuvre de moyens de desserte décentralisés**

Dans le cadre de la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'énergie électrique du gestionnaire du réseau de distribution exposée à l'article 1<sup>er</sup> du cahier des charges et incluant notamment la desserte rationnelle du territoire national, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution peuvent mettre en œuvre d'un commun accord des moyens de desserte décentralisés non raccordés au réseau public de distribution d'électricité existant, à partir d'une source de production autonome

<sup>16</sup> Conformément à la législation en vigueur  
Annexe 1 – SYDESL

d'électricité utilisant l'énergie photovoltaïque<sup>17</sup> et dont l'usage s'inscrit dans des dessertes décentralisées »).

Conformément au septième alinéa de l'article 2 du cahier des charges, la mise en œuvre de moyens de desserte décentralisés doit satisfaire à un motif d'intérêt général. A cet effet, et préalablement à sa mise en œuvre, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution examinent conjointement l'intérêt technico-économique de l'opération projetée par rapport à un raccordement au réseau public de distribution d'électricité.

Pour qu'une solution reposant sur la mise en œuvre de moyens de desserte décentralisés soit retenue en substitution à une extension du réseau existant, elle doit en particulier être mise en œuvre conformément aux règles techniques du gestionnaire de réseaux, présenter un coût global actualisé pour la collectivité nationale inférieur à celui relatif à une alimentation à partir d'une extension du réseau public de distribution d'électricité et favoriser le développement d'une activité contribuant à l'aménagement du territoire. Elle doit en outre s'accompagner d'un engagement de non raccordement du site au réseau pendant 5 ans, à besoin constant.

Lorsque la maîtrise d'ouvrage des travaux est assurée par l'autorité concédante, l'accord des parties est matérialisé par la signature préalable par le gestionnaire du réseau de distribution d'un document de prise en concession de l'installation projetée après examen du dossier correspondant.

Dans les cas où les conditions mentionnées précédemment sont satisfaites, les moyens de desserte décentralisés intègrent les ouvrages concédés conformément aux dispositions de l'article 2 du cahier des charges.

Les moyens de desserte décentralisés incorporés dans la concession (ci-après « installations en site isolé ») comprennent l'ensemble des installations en amont des bornes de sortie du disjoncteur des clients, soit :

- les installations de production proprement dites : champ de modules photovoltaïques, avec leur boîtier de raccordement, et/ou générateur éolien ou générateur hydroélectrique ;
- la batterie de stockage de l'énergie, associée à un système de contrôle de la charge et de la décharge destiné à protéger la batterie ;
- le cas échéant, l'onduleur assurant la transformation du courant continu en courant alternatif 230 volts ;
- les ouvrages de distribution compris entre la source de production d'énergie et les bornes de sortie des disjoncteurs des usagers.

Pour les générateurs hydrauliques, les installations en concession comprennent la turbine et tous les systèmes de régulation, à l'exclusion des vannes et de leur asservissement, des ouvrages de génie civil, conduites forcées, bassins de captage d'eau.

Pendant la durée du contrat de concession, le gestionnaire du réseau de distribution informe l'autorité concédante de toute évolution significative des usages et/ou des caractéristiques techniques des installations en site isolé mises en œuvre conformément aux dispositions mentionnées ci-dessus, en particulier lorsque ces usages ou ces caractéristiques sont devenues notablement en écart par rapport à la situation initiale.

Dans l'hypothèse où il serait nécessaire d'augmenter la capacité de l'installation en site isolé eu égard aux évolutions des besoins des clients desservis par cette installation, l'augmentation de puissance fait l'objet d'une étude par le maître d'ouvrage concernée visant à déterminer la solution technique la mieux adaptée pour satisfaire cette demande comme s'il s'agissait d'une nouvelle desserte.

Sur la base des informations communiquées par le gestionnaire du réseau de distribution, ce dernier pourra décider, le cas échéant, en accord avec l'autorité concédante, de mettre fin à l'exploitation d'une installation en site isolé et d'organiser son retrait du périmètre de la concession.

Par ailleurs, à l'échéance de la durée d'amortissement de chaque installation en site isolé fixée à 20 ans, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution en charge de l'exploitation du site isolé se rapprochent afin d'évaluer l'intérêt d'une poursuite de l'activité de ce dernier au regard des conditions énoncées

---

<sup>17</sup> Selon les circonstances, des moyens de desserte décentralisés non raccordés utilisant l'énergie éolienne ou hydraulique peuvent être envisagés.

au troisième alinéa du présent article, appréciées à la date de l'évaluation ladite installation.

## **B) Etat récapitulatif des moyens de desserte décentralisés**

Le concessionnaire fournit un état annuel récapitulatif, au 31 décembre de l'année précédant la production de cet état, les installations en site isolé. Cet état précise la localisation de chaque installation, sa puissance et la date d'entrée en concession.

Le gestionnaire du réseau de distribution précise la liste des sites isolés dont il a été mis fin à l'exploitation, d'un commun accord avec l'autorité concédante, au cours de l'année précédant la communication de l'état annuel mentionné ci-dessus.

Le concessionnaire communique à l'autorité concédante l'état annuel mentionné au premier alinéa au plus tard le 1er juin de chaque année civile.

## **ARTICLE 11**

### **EVOLUTIONS DES TECHNIQUES DE DISTRIBUTION ET NIVEAU DE TENSION**

En cas de modification des dispositions législatives relatives à la tension maximale des réseaux publics de distribution, les parties précisent par voie d'avenant, en tant que de besoin, les modalités de gestion par le concessionnaire des éventuels ouvrages et installations concernés de tension égale ou supérieure à 50 000 volts, sous réserve des droits des autres gestionnaires de réseau public d'électricité.

## **ARTICLE 12**

### **CONDITIONS DE VERSEMENT DES CONTRIBUTIONS DES COMMUNES OU DES ETABLISSEMENTS PUBLICS DE COOPERATION INTERCOMMUNALE**

Lorsqu'elle est débitrice de la contribution prévues aux articles L. 342-6 et L. 342-11 du code de l'énergie, la commune, ou l'établissement public de coopération intercommunale compétent pour la perception des participations d'urbanisme, procède au mandatement des sommes dues à l'issue des travaux, permettant un règlement dans un délai maximal de 45 jours, à réception de la facture.

Le dépassement du délai de paiement ouvre de plein droit et sans autre formalité le bénéfice d'intérêts moratoires, à compter du jour suivant l'expiration du délai.

## **ARTICLE 13**

### **INFORMATION EN CAS D'INCIDENT SUR LE RESEAU**

En application de l'article 38 du cahier des charges, le gestionnaire de réseau informe le concédant dans les meilleurs délais, après l'identification d'une coupure, de toute situation de coupure affectant 10 000 clients ou plus, pendant plus de 60 minutes. Cette information est donnée par le concessionnaire à l'autorité concédante par SMS et / ou téléphone selon les modalités à définir entre les parties. Le gestionnaire du réseau de distribution tient régulièrement informé l'autorité concédante de l'état de rétablissement des réseaux et des opérations de réalimentation. L'autorité concédante pourra solliciter un interlocuteur dédié pour toute demande de complément d'information sur les ouvrages électriques coupés, les moyens mis en œuvre, les délais estimés de réalimentation et l'état des clients coupés, ainsi que le suivi des travaux provisoires et définitifs. La communication externe est assurée par le gestionnaire du réseau de distribution.

Pour chaque évènement ciblé ci-dessus, le gestionnaire de réseau remettra sous 2 mois après la fin de crise un bilan incluant un retour d'expérience (REX) complémentaire et faisant l'objet d'une présentation spécifique du gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante dans les mêmes délais.



Le compte rendu annuel d'activité (CRAC) rend en outre compte de la qualité de la concession.

Envoyé en préfecture le 11/06/2021  
Reçu en préfecture le 11/06/2021  
Affiché le 11/06/2021 au permis de la  
ID : 071-257102582-20210603-CS21\_041-DE

#### **ARTICLE 14**

#### **SUIVI DE LA QUALITE DE FOURNITURE SUR LE RESEAU**

Les perturbations de la qualité de fourniture feront l'objet d'un suivi spécifique de la part du concessionnaire. Chaque année, au plus tard le 30 juin, le concessionnaire rencontrera l'AODE pour un bilan des perturbations sur l'année précédente et des mesures engagées sur le sujet. Enedis fera son possible pour limiter le nombre de coupures brèves sur chaque départ HTA.

ATTESTATION n° : \_\_\_\_\_ (une attestation par groupement d'affaires)  
PERIODE DU : \_\_\_\_\_ (une attestation globale par mois)

Envoyé en préfecture le 11/06/2021  
Reçu en préfecture le 11/06/2021  
Affiché le 11/06/2021  
ID : 071-257102582-20210603-CS21\_041-DE



**ATTESTATION D'INVESTISSEMENT  
SUR LE RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ  
ETABLIE POUR LE CALCUL DE LA REDEVANCE DE CONCESSION**

Annexe 1 au cahier des charges de la concession

**I – MAITRE D'OUVRAGE :**

*Nom et adresse de l'autorité concédante*  
Représenté par *nom du président ou du maire*

**II – RECEVEUR – PAYEUR DE LA COLLECTIVITE :**

Trésorerie de *nom de la trésorerie*

**III – REPRESENTANT DU CONCESSIONNAIRE :**

Enedis  
*Adresse de la Direction Territoriale*

**IV – CONTRAT :**

Contrat de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique signé le *date de signature du contrat*

**V – NATURE ET SITUATION DES BIENS :**

Voir le tableau annexé à la présente attestation.

**VI – MISE A DISPOSITION DES BIENS :**

Après réception par *nom du concédant*, les ouvrages ont été mis à la disposition du concessionnaire de distribution publique d'énergie électrique aux dates indiquées dans le tableau annexé à la présente attestation.

**VII – PROGRAMME & FINANCEMENT :**

Voir le tableau annexé à la présente attestation. Sont exclus tous les travaux bénéficiant des aides versées par le CAS FACE.

**VIII – ETAT DES PAIEMENTS EFFECTUES ET TAXE AFFERENTE :**

Mandats			Montants (euros)		
Exercice	Date	N°	TTC	H.T.	T.V.A.
			,	,	,
			,	,	,

MAITRE D'OUVRAGE  
Fait à :  
Le :  
Cachet du maître d'ouvrage  
Signature du représentant du maître d'ouvrage

COMPTABLE PUBLIC  
Fait à :  
Le :  
Cachet  
Signature

**ATTESTATION D'INVESTISSEMENT N° \_\_\_\_\_ POUR LA PERIODE DU XX/XX/XXXX AU XX/XX/XXXX**

NATURE ET SITUATION DES BIENS						FINANCEMENT		REMISE DES OUVRAGES	MANDATS	MONTANTS (EUROS)		
N° affaire Enedis (ex. D327/XXX)	N° affaire autorité concédante	Nature du bien (à titre d'exemple : réseau BT, poste HTA/BT, réseau HTA)	Type de travaux (renforcement, effacement, sécurisation, étude, ...)	Commune / lieu-dit	Situation du bien (préciser adresse postale ou repère géographique)	Nature du financement (Préciser la nature et la répartition des financements : fonds propres, article 8, convention, autres)	En cas de financement par des tiers : Indiquer le montant de la participation des tiers	Date de mise à disposition du bien	Date de mandatement	Montant TTC	Montant HT	Montant TVA

MAITRE D'OUVRAGE

Fait à :

Le :

Cachet du maître d'ouvrage

Signature du représentant du maître d'ouvrage

COMPTABLE PUBLIC

Fait à :

Le :

Cachet

Signature



## **ANNEXE 2**

### **SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS ET PROGRAMMES PLURIANNUELS D'INVESTISSEMENT**

*En vue d'assurer la bonne exécution du service public et ce dans le respect des principes fixés par le législateur, notamment aux articles L. 121-1 et L. 322-8 du code de l'énergie, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conviennent d'établir, de façon concertée, un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau sur le territoire de la concession, incluant le renouvellement des ouvrages. Ce dispositif repose sur les principes ci-après énoncés et se décline comme suit :*

- *un schéma directeur d'investissements sur le réseau public de distribution d'électricité correspondant à une vision de long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession (désigné ci-après « schéma directeur ») ;*
- *des programmes pluriannuels d'investissements correspondant à une déclinaison à moyen terme du schéma directeur (désignés ci-après « programmes pluriannuels ») ;*
- *un programme annuel des investissements respectifs du gestionnaire du réseau de distribution et de l'autorité concédante en déclinaison de chacun des programmes pluriannuels (désigné ci-après « programme annuel »).*

*Il est recommandé d'engager les travaux de préparation du schéma directeur et du premier programme pluriannuel d'investissement, incluant le diagnostic, qui est une des composantes d'un bilan de fin de contrat, 12 à 18 mois avant l'échéance du contrat de concession. Cette recommandation est à adapter en fonction de la taille et des particularités de chaque autorité concédante.*

#### **Article 1 – Principes généraux de la démarche**

La présente annexe détaille les dispositions prévues à l'article 11 du cahier des charges de concession pour ce qui concerne la programmation des investissements et a pour objet de définir l'ambition pour le réseau, notamment de qualité, à l'échéance du schéma directeur afin de guider les choix d'investissements sur les réseaux publics de distribution d'électricité sur la durée du contrat.

Les dispositions locales mentionnées à l'article 8 de la présente annexe font l'objet d'une annexe complémentaire 2-A visant à préciser les règles du dispositif de gouvernance et le contenu des éléments techniques nécessaires à l'élaboration du schéma directeur et du programme pluriannuel des investissements.

Les orientations du schéma directeur seront prises en compte pour établir les programmes pluriannuels successifs à concurrence de la durée résiduelle du contrat de concession.

L'objectif de ce schéma directeur est la définition de zones géographiques prioritaires en matière d'amélioration de qualité de fourniture et l'accompagnement des projets en matière de développement et d'aménagement du réseau public de distribution. L'élaboration de ce schéma directeur s'appuie entre autres sur un diagnostic détaillé et partagé entre le gestionnaire de réseau de distribution et l'autorité concédante, des réseaux publics de distribution d'électricité desservant la concession, la dynamique des territoires liée aux évolutions des puissances et consommations de la concession et le développement des énergies renouvelables.

Le schéma directeur ou les programmes pluriannuels peuvent aussi être associés à la modernisation du réseau associées à la mise en place de nouvelles technologies (réseaux intelligents, bénéfiques associés à la mise en place progressive de Linky) ou de nouvelles modalités de gestion du réseau comme les flexibilités locales telles que définies à l'article 24 du cahier des charges.

L'élaboration d'un schéma directeur et du premier programme pluriannuel résulte de six étapes successives dont le contenu est détaillé dans les articles suivants :

- L'élaboration d'un diagnostic technique détaillé et partagé ;
- La réalisation de prévisions d'évolution de la production et de la consommation d'électricité sur le territoire de la concession ;
- La formalisation dans le schéma directeur d'ambitions pour la durée du contrat, autour de valeurs repères pouvant porter sur la qualité, la fiabilisation ou le renouvellement de certains ouvrages, ou le développement du réseau ;
- L'identification des leviers à mettre en œuvre pour atteindre les ambitions ;
- La définition des priorités (zones géographiques et types d'ouvrages concernés) et la définition dans le programme pluriannuel du niveau de l'engagement financier associé ;
- Les modalités de suivi de ce programme.

## **Article 2 – Diagnostic technique**

Le diagnostic technique s'appuie sur le descriptif du territoire de la concession et des ouvrages concédés en faisant un état des lieux technique précis, notamment par une évaluation de la performance dans le temps du réseau et une identification des zones géographiques en écart sur le territoire de la concession.

*Pourront ainsi être notamment évoqués :*

- *La description physique du réseau,*
- *L'évolution du critère B,*
- *La fréquence de coupures sur incidents du réseau de distribution,*
- *La fréquence de coupures pour travaux,*
- *Les résultats en termes de continuité de fourniture et de tenue de la tension du décret qualité,*
- *La fiabilité des réseaux HTA et BT,*
- *L'analyse des sièges et des causes des incidents sur les réseaux BT et HTA,*
- *Les facteurs environnementaux et les risques climatiques spécifiques à la concession.*

*La référence à un historique de 5 ans est recommandée.*

## **Article 3 – Evolution des besoins**

Les prévisions d'évolution des usages, de la consommation d'énergie, de la production d'énergie et des puissances injectées ou soutirées sont évoquées à cette étape. Elles sont nourries des orientations en termes de planification et de programmation énergétiques ainsi que des projets de développement et d'aménagement portés par les collectivités locales.

## **Article 4 – Les ambitions portées par le schéma directeur**

Le dialogue entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution vise à intégrer les aspects suivants au schéma directeur :

- la recherche de la performance globale du réseau public de distribution dans une perspective d'évolution vers un réseau électrique intelligent présentant un niveau de qualité et de sécurité adapté aux enjeux de la concession ;

- la prise en compte des besoins en électricité (connus et l'évolution des usages, des perspectives de développement du territoire, des perspectives de développement des énergies renouvelables, des bornes de recharge des véhicules électriques que des réglementations applicables en termes de performances énergétiques des constructions neuves ;
- la prise en compte des aléas climatiques, en y associant tous les moyens requis au vu des prescriptions réglementaires (plans de prévention des risques d'inondation – PPRI – approuvés par les préfectures des départements traversés par le réseau concédé,...), la maîtrise du risque de coupure d'électricité incombant au gestionnaire du réseau de distribution à titre préventif comme curatif ;
- la poursuite de la modernisation et de la sécurisation du réseau HTA et BT, notamment par des actions de maintenance, renouvellement et d'automatisation ;
- la mise en place progressive des compteurs évolués et dispositifs associés permettant une évolution rapide et économique vers un réseau électrique intelligent sur l'ensemble du territoire de la concession.

Des valeurs repères en termes de niveaux d'amélioration de qualité d'alimentation et de fiabilisation des ouvrages sont définies d'un commun accord entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution. Ces valeurs repères peuvent porter sur l'ensemble du territoire ou sur des zones du territoire.

Elles orienteront les choix d'investissements.

*Exemple d'ambition :*

*Pour les concessions particulièrement exposées aux aléas climatiques, l'ambition peut porter sur des programmes ciblés de dépose et d'amélioration de réseaux aériens permettant d'éviter les écarts récurrents avec la réglementation en matière de qualité.*

## **Article 5 – L'identification des leviers**

Les leviers constituent les moyens de réaliser les ambitions.

*Les principaux leviers pouvant être abordés sont :*

- *La poursuite d'une politique de maintenance, renforcée par les capacités offertes par les nouvelles technologies (par exemple, l'utilisation du numérique pour une maintenance plus prédictive) ;*
- *La sécurisation des grands postes sources urbains et l'amélioration globale de la fiabilité de l'ensemble du parc ;*
- *Le renouvellement des réseaux souterrains d'anciennes technologies, en priorisant sur les tronçons les plus incidentogènes ;*
- *Des actions ciblées sur les réseaux aériens HTA pour améliorer la robustesse face aux aléas climatiques en zone de risque avéré (bois, vent, neige) dans les départements chroniquement en écart par rapport à la réglementation en matière de qualité et pour agir sur la fiabilité par un programme de prolongation de durée de vie des ouvrages ;*
- *La résorption progressive de la BT fils nus ;*
- *La poursuite de l'équipement du réseau HTA en organes de manœuvre télécommandés.*

## **Article 6 – Principes d'élaboration des programmes pluriannuels**

A partir du diagnostic technique, des ambitions portées par le schéma directeur et des leviers associés, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante élaborent de façon concertée un programme pluriannuel.

Il définit les priorités de la période :

- *Portant sur des zones localisées et précises du territoire de la concession ;*

- Avec des quantités d'ouvrages à renouveler, moderniser, renforcer ou développer, en fonction des besoins de développement du réseau.

En fonction de la répartition de la maîtrise d'ouvrage, ce programme pluriannuel intègre des réalisations de l'autorité concédante, en particulier si celles-ci peuvent être coordonnées avec les actions du gestionnaire de réseau de distribution.

Dans le cadre de l'élaboration du programme pluriannuel, la politique de renouvellement sur l'ensemble de la concession fait l'objet d'un examen systématique.

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution conviennent que soit distinguée, au sein de l'enveloppe consacrée aux programmes pluriannuels d'investissements (PPI), l'enveloppe prévisionnelle d'investissements de renouvellement qui fera l'objet d'une consommation du stock restant de provisions pour renouvellement, lequel doit être exclusivement et intégralement affecté aux travaux de renouvellement des ouvrages pour lesquels elles ont été constituées, sous réserve des obligations légales, réglementaires et comptables applicables aux provisions pour renouvellement.

*Exemple de tableaux de présentation des quantités d'ouvrages à renouveler, moderniser, renforcer ou construire dans le cadre d'un programme pluriannuel d'investissements :*

<b>Programme pluriannuel d'investissements pour la période 20xx-20xx (4 ou 5 ans) sur les zones prioritaires identifiées : réseau BT</b>	
<b>Gestionnaire du réseau de distribution</b>	
<b>Ouvrages</b>	<b>Quantité</b>
<i>Renouvellement BT fils nus</i>	
<i>Renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné)</i>	
...	

<b>Autorité concédante</b>	
<b>Ouvrages</b>	<b>Quantité</b>
<b>Réseau BT</b>	
<i>Dépose BT fils nus pour de la sécurisation ou pour du renforcement</i>	
...	

<b>Programme pluriannuel d'investissements pour la période 20xx-20xx (4 ou 5 ans) sur les zones prioritaires identifiées : postes HTA-BT</b>	
<b>Gestionnaire du réseau de distribution</b>	
<b>Ouvrages</b>	<b>Quantité</b>
<i>Création de points de coupure télécommandés</i>	
<i>Résorption interrupteurs des postes HTA/BT à coupure air</i>	
....	
<b>Autorité concédante</b>	
<b>Ouvrages</b>	<b>Quantité</b>

<i>Renforcement d'un poste HTA - BT</i>	
xxxx	
....	

**Programme pluriannuel d'investissements du gestionnaire du réseau de distribution pour la période 20xx-20xx (4 ou 5 ans) sur les zones prioritaires identifiées**

**Réseau HTA**

<b>Ouvrages</b>	<b>Quantité</b>
<i>Renouvellement des câbles HTA souterrain CPI</i>	
<i>Lignes aériennes HTA sécurisées (PAC)</i>	
<i>Lignes aériennes HTA fiabilisées (PDV)</i>	
<i>Renouvellement lignes aériennes</i>	
<i>Renouvellement ou ajout d'OMT</i>	
....	

**Programme pluriannuel d'investissements du gestionnaire du réseau de distribution pour la période 20xx-20xx (4 ou 5 ans) sur les zones prioritaires identifiées**

**Postes sources**

<b>Ouvrages</b>	<b>Quantité</b>
<i>Sécurisation par le réseau HTA</i>	
<i>Création d'un poste source</i>	
<i>Renouvellement de composants de postes sources</i>	
...	

L'engagement financier du gestionnaire de réseau de distribution portant sur le total des opérations retenues pour la période du programme pluriannuel des investissements est formalisé selon le modèle ci-dessous.

<b>Engagement financier prévisionnel sur les priorités de la concession (M€)</b>	<b>Total PPI 20xx à 20xx</b>
<b>I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs</b>	
<b>II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine</b>	
II.1 Investissements pour la performance du réseau	
Renforcement des réseaux	
Climatique-sécurisation	
Modernisation des réseaux dont Smart-Grids	
Linky	



II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes	
Environnement (article 8, intégration des ouvrages)	
Sécurité et obligations réglementaires (dont PCB)	
Modification d'ouvrages à la demande de tiers	
<b>Total de l'engagement (M€)</b>	

Tableau illustratif de correspondance entre indicateurs physiques et financiers

<b>Finalité d'investissement</b>	<b>Potentielle contribution aux programmes suivants (sur la base des données 2016)</b>
<b>I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs</b>	Renouvellement BT fils nus, renouvellement des câbles HTA souterrain CPI, renouvellement HTA lignes aériennes, renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné)
<b>II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine</b>	
<i>II.1 Investissements pour la performance du réseau</i>	
<i>Renforcement des réseaux</i>	Renouvellement BT fils nus, renouvellement des câbles HTA souterrain CPI, renouvellement HTA lignes aériennes, création d'un poste source
<i>Climatique-sécurisation</i>	Lignes aériennes HTA sécurisées (PAC), renouvellement HTA lignes aériennes
<i>Modernisation des réseaux dont Smart-Grids</i>	Renouvellement BT fils nus, renouvellement des câbles HTA souterrain CPI, renouvellement HTA lignes aériennes, renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné), renouvellement ou ajout d'OMT, lignes aériennes HTA fiabilisées (PDV), création de points de coupure télécommandés, sécurisation par le réseau HTA, création d'un poste source
<i>Linky</i>	
<i>II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes</i>	
<i>Environnement (article 8, intégration des ouvrages)</i>	Renouvellement BT fils nus, renouvellement HTA lignes aériennes
<i>Sécurité et obligations réglementaires (dont PCB)</i>	Renouvellement BT fils nus, renouvellement HTA lignes aériennes, renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné)
<i>Modification d'ouvrages à la demande de tiers</i>	Renouvellement BT fils nus, renouvellement des câbles HTA souterrain CPI, renouvellement HTA lignes aériennes, renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné)

Le schéma directeur et le programme pluriannuel sont présentés conjointement par le Président de l'autorité concédante et par le représentant du gestionnaire du réseau de distribution, chacun pour ce qui le concerne, pour information à l'organe délibérant de l'autorité concédante.

**Article 7- Suivi du programme pluriannuel et élaboration****annuels**

Chaque programme pluriannuel est décliné en programmes annuels faisant l'objet d'échanges entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante en prévision des conférences départementales prévues par l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

Les modalités et le pas de temps du suivi du programme pluriannuel sont définis d'un commun accord.

## A) Suivi technique

La réalisation de chaque programme pluriannuel ainsi que son efficacité sont mesurées par des indicateurs de suivi de réalisation et des indicateurs d'évaluation de l'efficacité convenus entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution.

Le suivi du programme annuel s'appuie sur la liste des chantiers réalisés l'année précédente présentés dans le cadre des comptes rendus annuels d'activité prévus à l'article 44 du cahier des charges ainsi que sur le bilan de tous les investissements établi par l'autorité concédante dans la perspective de la conférence départementale.

Exemple :

<b>Type de priorité/programme</b>	<b>Indicateur de suivi<sup>1</sup></b>	<b>Indicateur d'évaluation<sup>2</sup></b>
<i>Sécurisation par le réseau des PS</i>	<i>Nombre d'OMT....</i>	<i>% de clients repris par manœuvre télécommandées</i>
<i>Fiabilisation de x km de réseau HTA aérien (y compris plan aléa climatique), y compris automatisation</i>	<i>Nombre de km fiabilisés/an</i>	<i>Fréquence de coupures longues sur incident pour les usagers des communes desservies par les réseaux HTA aériens fiabilisés</i>
<i>Fiabilisation de x km de réseau HTA souterrain (dont câbles CPI)</i>	<i>Nombre de km fiabilisés/an</i>	<i>Fréquence de coupures longues sur incident pour les usagers des communes desservies par les réseaux HTA souterrains fiabilisés</i>
<i>Renforcement de x km réseau BT sur les communes A, B, C,...</i>	<i>Nombre de km renforcés/an</i>	<i>Pourcentage de clients mal alimentés sur les communes A, B, C,...</i>
<i>Sécurisation de x km réseau BT sur les communes A, B, C,...</i>	<i>Nombre de km sécurisés/an</i>	<i>Taux d'incidents BT sur les communes A, B, C,...</i>
<i>Développement, adaptation du réseau pour accueillir des ENR, une ZAC, ..., dans les communes A, B, C, ...</i>	<i>Nombre de km, transformateurs construits ou adaptés / an</i>	<i>Nombre et puissance de raccordements réalisés sur les communes A, B, C, ...</i>
<i>Améliorer la réactivité et l'automatisation des zones A, B, C...</i>	<i>Nombre d'OMT posés /an sur la zone</i>	<i>Nombre de clients concernés</i>

## B) Suivi financier

Le suivi des prévisions d'investissement est établi sur le modèle ci-dessous :

<b>Suivi année n des dépenses d'investissement du gestionnaire du réseau de distribution dans le cadre du PPI</b>				
Dépenses d'investissement (M€)	Total Prévisions d'investissements PPI	Réalisé de l'année n	Réalisé en cumulé à fin d'année n	Commentaires

<sup>1</sup> Les indicateurs de suivi qui portent sur des réalisations peuvent être renseignés dans le cadre du suivi annuel.

<sup>2</sup> Les indicateurs d'évaluation n'ont pas vocation à être intégrés au suivi annuel, et doivent être renseignés au terme du PPI (réalisation complète des programmes d'investissement sur les zones ciblées)

I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs (pour les projets sélectionnés selon chapitre 2)				
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine				
II.1 Investissements pour la performance du réseau				
Renforcement des réseaux				
Climatique-sécurisation				
Modernisation des réseaux dont Smart-Grids				
Linky				
II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes				
Environnement (article 8, intégration des ouvrages)				
Sécurité et obligations réglementaires (dont PCB)				
Modification d'ouvrages à la demande de tiers				

L'évaluation de l'engagement du concessionnaire au titre du programme pluriannuel est réalisée au terme de ce dernier.

### **Article 8- Dispositions locales convenues entre les parties**

La gouvernance et les modalités de suivi et de révision du schéma directeur des investissements et du programme pluriannuel d'investissements, établis entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution sur la durée du contrat, sont insérés à l'annexe 2-A à la présente annexe.

Le diagnostic technique partagé entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution sur la durée du contrat est inséré à l'annexe 2-B à la présente annexe.

Le schéma directeur des investissements établi entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution sur la durée du contrat est inséré à l'annexe 2-C à la présente annexe.

Le premier programme pluriannuel d'investissements établi entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution est inséré à l'annexe 2-D à la présente annexe.



## **ANNEXE 2A**

### **Gouvernance et modalités de suivi et de révision du schéma directeur des investissements et du programme pluriannuel d'investissements**

<b><u>PREAMBULE</u></b>	<b>2</b>
<b>ARTICLE 1 – COMITE DE SUIVI</b>	<b>2</b>
<b><u>TITRE I - LE DIAGNOSTIC TECHNIQUE PARTAGE</u></b>	<b>2</b>
<b>ARTICLE 2 – CONTENU DU DIAGNOSTIC</b>	<b>2</b>
<b>ARTICLE 3 – SUIVI ANNUEL ET ACTUALISATION DU DIAGNOSTIC TECHNIQUE PARTAGE</b>	<b>3</b>
<b><u>TITRE II LE SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS (SDI)</u></b>	<b>3</b>
<b>ARTICLE 4 – OBJET ET CONTENU DU SCHEMA DIRECTEUR</b>	<b>3</b>
<b>ARTICLE 5 – REVISION DU SCHEMA DIRECTEUR</b>	<b>4</b>
<b><u>TITRE III LES PROGRAMMES PLURIANNUELS D'INVESTISSEMENTS (PPI)</u></b>	<b>4</b>
<b>ARTICLE 6 – OBJET</b>	<b>4</b>
<b>ARTICLE 7 – PROGRAMME PLURIANNUEL 2021-2024</b>	<b>4</b>
<b>ARTICLE 8 – MODALITES DE SUIVI ANNUEL ET D'EVALUATION DES PROGRAMMES PLURIANNUELS - DECLINAISON DES PROGRAMMES PLURIANNUELS EN PROGRAMME ANNUEL (PA)</b>	<b>4</b>
<b>ARTICLE 9 – MODALITES DE REVISION</b>	<b>6</b>
<b>ARTICLE 10 – ETABLISSEMENT DES PROGRAMMES PLURIANNUELS ULTERIEURS</b>	<b>6</b>
<b>ARTICLE 11 – BILAN DEFINITIF DES INVESTISSEMENTS DU PROGRAMME PLURIANNUEL D'INVESTISSEMENTS</b>	<b>7</b>

## **Préambule**

La présente annexe détaille les dispositions prévues à l'article 11 du cahier des charges de la concession pour ce qui concerne le schéma directeur des investissements et à l'annexe 2 au dit cahier des charges.

Elle vise à définir un comité de suivi (article 1) et les règles générales applicables au diagnostic technique partagé (Titre I), au schéma directeur d'investissements SDI (Titre II), et aux programmes pluriannuels d'investissement PPI (Titre III). Sont associées à la présente annexe les annexes au cahier des charges suivantes :

- annexe 2B : le diagnostic technique partagé ;
- annexe 2C : le schéma directeur des investissements ;
- annexe 2D : le programme pluriannuel d'investissements pour la première période.

## **Article 1 – Comité de suivi**

Un comité de suivi composé de représentants de l'autorité concédante et du gestionnaire du réseau de distribution est mis en place au démarrage du contrat.

Ce comité se réunit au minimum une fois par an afin de :

- suivre le bon avancement du SDI et de chacun des PPI, notamment :
  - lors du bilan annuel décrit à l'article 8 de la présente annexe;
  - afin d'établir les bilans provisoires, de préparer les PPI successifs et de valider les bilans définitifs conformément aux dispositions de l'article 10 de la présente annexe ;
- constituer un lieu d'échanges sur le respect des dispositions locales convenues entre les parties ;
- constituer un lieu d'échanges sur les évolutions éventuelles du SDI, des PPI et des dispositions locales.

A l'initiative de l'autorité concédante, ce comité de suivi se réunit en principe au mois de septembre de chaque année.

## **TITRE I - LE DIAGNOSTIC TECHNIQUE PARTAGE**

### **Article 2 – Contenu du diagnostic**

Le diagnostic technique partagé (ci-après « le diagnostic »), constitue l'annexe 2B.

Le diagnostic peut faire l'objet d'une actualisation à chaque fin de programme pluriannuel d'investissement.

Le diagnostic comprend les éléments suivants :

***Un diagnostic technique du réseau***, partagé entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution.

***Les orientations de développement sur le territoire de la concession.***

Ces orientations prennent en compte notamment :

- à l'échelle régionale :
  - le schéma régional d'aménagement et de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET) ;
  - le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) ;
  - tout document de planification en lien avec l'énergie : schéma régional éolien, plan régional biomasse, programme régional pour l'efficacité énergétique, schéma directeur d'aménagement numérique du territoire ...

- à l'échelle départementale : tout document de planification territoriale, notamment les études menées par l'autorité concédante, le cas échéant ;
- à l'échelle des établissements publics de coopération intercommunale : les documents de planification relatifs aux réseaux d'énergie à l'échelle des collectivités, le PCAET, les documents d'urbanisme (SCOT, PLU(i), PDU, PLH...) ; tout autre document de planification pouvant impacter le réseau de distribution ;
- à l'échelle des projets : tout projet significatif identifié : zone d'aménagement concerté, programme national de renouvellement urbain, travaux d'infrastructure, tous projets identifiés ;

#### ***L'identification des investissements sur les concessions limitrophes ayant un impact sur la concession.***

Le schéma directeur est établi en cohérence avec les investissements envisagés par le gestionnaire du réseau de distribution sur le réseau public de distribution dans les concessions limitrophes.

### **Article 3 – Suivi annuel et actualisation du diagnostic technique partagé**

Concomitamment à l'élaboration de chaque nouveau PPI défini à l'article 10 de la présente annexe, soit tous **les quatre ans**, les parties se rencontreront pour convenir de l'actualisation du diagnostic partagé, incluant l'actualisation du diagnostic technique et des orientations de développement.

Au plus tard le 30 septembre précédant la fin de chaque PPI, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution se rencontreront afin de partager les analyses établies par chacune des parties.

Les échanges devront notamment couvrir l'ensemble des sujets présents dans le diagnostic partagé existant, complété des points soulevés en préambule et conclusion ainsi que les nouvelles problématiques identifiées. En particulier, l'actualisation du diagnostic devra porter une attention particulière aux nouveaux enjeux liés à la transition énergétique, dont notamment : la production décentralisée et son intégration au réseau, l'autoconsommation, les modifications des profils de consommation et des consommations, les potentiels de flexibilité locale, l'intégration de nouveaux usages (mobilité électrique...).

Les éléments d'analyses décrits ci-dessus constituent un socle pouvant être complété par tous besoins complémentaires identifiés.

Si les parties constatent d'un commun accord la nécessité de faire évoluer le diagnostic, un diagnostic actualisé sera établi et validé par le comité de suivi. Ce nouveau document sera ensuite présenté à l'organe délibérant de l'autorité concédante, conjointement avec le nouveau PPI établi selon les modalités définies à l'article 11 de la présente annexe.

## **TITRE II LE SCHÉMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS (SDI)**

### **Article 4 – Objet et contenu du schéma directeur**

Le schéma directeur des investissements établit une vision technique, qualitative, sur la durée du contrat, des évolutions du réseau définies de façon concertée par l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution.

Le schéma directeur définit, en lien avec les enjeux identifiés par l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution, des valeurs repères cibles en termes de qualité et de fiabilisation des ouvrages. Les valeurs repères orientent les choix d'investissements déclinés dans les programmes pluriannuels.

Le schéma directeur, en ce compris les valeurs repères, constitue l'annexe 2C.

## **Article 5 – Révision du schéma directeur**

Le schéma directeur est révisé si nécessaire tous les huit ans pour tirer les conséquences de l'exécution des deux PPI précédents.

En outre, le schéma directeur peut être révisé, en tant que de besoin et en cas d'accord entre les parties, notamment dans les cas suivants :

- en cas d'évolution significative affectant les conditions techniques et économiques de la distribution publique d'électricité sur le territoire de la concession, conformément aux stipulations de l'article 11 du cahier des charges ;
- en cas d'évolution significative du diagnostic partagé actualisé par rapport au diagnostic initial ;
- et, en tout état de cause, chaque fois que les parties le jugeront utile.

La révision se fait de manière concertée entre les parties. Le schéma directeur révisé est incorporé au contrat de concession par voie d'avenant

## **TITRE III LES PROGRAMMES PLURIANNUELS D'INVESTISSEMENTS (PPI)**

### **Article 6 – Objet**

Le concessionnaire et l'autorité concédante élaborent de façon concertée des programmes d'investissement par période de 4 ans, dits programmes pluriannuels, et ce, jusqu'au terme normal du contrat de concession. Leur établissement tient compte en particulier des orientations et des valeurs repères en matière de niveaux de qualité définies dans le schéma directeur.

Chaque programme pluriannuel d'investissements (PPI) comporte des objectifs d'investissements, détaillés par type d'ouvrage et finalités, qui devront être réalisés par chacune des parties. Le PPI indique la contribution de chaque ligne d'investissement à l'atteinte des valeurs repères du schéma directeur.

Les objectifs techniques sont exprimés en quantités par catégorie d'ouvrages (linéaires HTA, BT...). L'engagement d'investissement est détaillé par finalité (retenues pour les conférences départementales).

### **Article 7 – Programme pluriannuel 2021-2024**

Le programme pluriannuel 2021-2024 constitue l'annexe 2D.

### **Article 8 – Modalités de suivi annuel et d'évaluation des programmes pluriannuels - Déclinaison des programmes pluriannuels en programme annuel (PA)**

#### **8.1- Elaboration des programmes annuels**

Chaque programme pluriannuel d'investissements est décliné en programmes annuels indiquant la liste des travaux à réaliser au cours de l'exercice considéré. Le programme annuel détermine les objectifs prévisionnels du concessionnaire et l'autorité concédante sur les travaux et les coûts estimés associés.

Avant le 1er octobre de l'année N-1, chaque partie adresse à l'autre partie son programme prévisionnel d'investissements pour l'année N. Chacun de ces programmes est établi dans le respect des finalités du programme pluriannuel et de la préparation des conférences départementales prévues par la législation en vigueur.

Chaque partie fait remonter ses observations sur le programme proposé par l'autre partie, dans un délai de 30 jours calendaires. Une réunion de clôture des échanges relatifs au programme annuel est organisée à l'initiative de l'autorité concédante avant le 30 novembre.

Ce programme annuel s'insère dans le programme prévisionnel présenté dans les conférences départementales réunies sous l'égide du préfet, telles que prévues par l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

Le programme annuel détaille, pour chacune des parties :

- la liste des travaux localisables avec les informations suivantes :
  - o le numéro d'affaire, permettant le contrôle ultérieur et le suivi sur plusieurs exercices le cas échéant ;
  - o l'intitulé du projet ;
  - o localisation des travaux (postes sources, départs HTA, départ BT, poste HTA-BT)
  - o Les ouvrages concernés ;
  - o la localisation, (commune principale, adresse) ;
  - o l'objectif concerné du PPI ;
  - o les quantités techniques prévues (en pose et/ou dépose, longueurs de réseau BT et HTA) ;
  - o les montants prévisionnels associés.

## **8.2-Suivi des investissements dans le cadre des programmes annuels**

Le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante réaliseront tous les ans un état détaillé, chantier par chantier, de l'avancement des travaux au cours de l'année N-1.

Au plus tard le 1<sup>er</sup> juin de l'année N, le concessionnaire communiquera un fichier de suivi de l'ensemble des travaux réalisés dans le cadre du programme annuel contenant au minimum :

- la synthèse des dépenses et quantités d'investissement par finalité et par type d'ouvrage, distinguant les postes sources, les biens localisés et non localisés ;
- la liste de l'intégralité des investissements réalisés en N-1 sur le territoire de la concession, détaillant :
  - o le libellé explicite du chantier, pouvant faire l'objet d'une précision sous un délai de 15 jours sur demande de l'autorité concédante ;
  - o le libellé utilisé pour la présentation des investissements dans le CRAC;
  - o le libellé de l'objectif concerné du PPI;
  - o le numéro d'affaire ;
  - o les ouvrages concernés ;
  - o les dépenses de l'année relatives à l'affaire (CAPEX) et les dépenses cumulées sur l'affaire ;
  - o les quantités déposées et posées pour chaque affaire ;
- Le suivi des données financières (provisions pour renouvellement, droits en espèce...) par ouvrage renouvelé et mis en service dans le cadre du PPI, afin de permettre notamment un croisement avec le fichier de détail des investissements prévu à l'alinéa précédent. Ce suivi sera produit avant la fin du premier PPI, sauf impossibilité technique démontrée notamment liée à l'automatisation de la production de ces données.

Cette présentation comprend également une information sur l'avancement du programme annuel de l'année N et les premières orientations à prendre en compte pour la préparation du programme de l'année N+1.

Un contrôle de l'autorité concédante pour certaines opérations pourra être réalisé.



### **8.3-Suivi du programme pluriannuel d'investissements**

La réalisation de chaque programme pluriannuel d'investissements et son efficacité sont mesurées, respectivement, par des indicateurs de suivi et d'évaluation, précisés dans le schéma directeur des investissements et pouvant être complétés en concertation lors de l'établissement du programme pluriannuel d'investissements.

Le gestionnaire du réseau de distribution produira les éléments définis ci-après dans un bilan annuel transmis au plus tard le 1<sup>er</sup> juin de l'année qui suit.

Conjointement au suivi du programme annuel détaillé à l'article 8.2., le gestionnaire du réseau de distribution fournira une présentation du niveau de réalisation du PPI en incluant :

- la justification du taux de réalisation des programmes annuels, du cumul sur le PPI et l'ensemble des éléments détaillés expliquant les sur- ou sous-réalisations ;
- l'avancement du programme annuel de l'année N et les premières orientations à prendre en compte pour la préparation du programme de l'année N+1.

L'efficacité des travaux réalisés sera évaluée par les parties au regard de l'évolution des indicateurs de suivi.

### **Article 9 – Modalités de révision**

Chacun des programmes pluriannuels d'investissements peut faire l'objet d'une révision, à l'initiative du concessionnaire ou de l'autorité concédante, après concertation entre les parties, afin de tenir compte notamment de l'évolution des orientations en matière d'investissements ou de nouvelles exigences réglementaires affectant les conditions de réalisation des ouvrages.

Le programme pluriannuel d'investissements est en outre révisé en cas de révision du schéma directeur des investissements intervenant avant le terme de ce dernier.

Les programmes pluriannuels d'investissements révisés feront l'objet d'un avenant.

### **Article 10 – Etablissement des programmes pluriannuels ultérieurs**

#### **10.1 Bilan provisoire des investissements réalisés dans le cadre du PPI**

Les parties se réunissent à partir du 1<sup>er</sup> septembre de la dernière année du programme pluriannuel d'investissements en cours, afin d'établir le bilan provisoire des investissements effectivement réalisés et leur contribution à l'atteinte des valeurs repères.

Ce bilan provisoire est établi sur la base des trois premières années de réalisation du programme pluriannuel et de l'avancement du programme annuel en cours sur la base des ouvrages mis en service.

Ce bilan quantitatif est réalisé sur la base des tableaux d'objectifs de suivi des programmes annuels d'investissements en termes d'ouvrages réalisés et d'estimations financières.

Ce bilan provisoire des investissements réalisés donne lieu à l'établissement d'un rapport exposant :

- les quantités par catégorie d'ouvrages mis en service au cours du programme pluriannuel d'investissements au regard des valeurs repères définies au schéma directeur ;
- les quantités par catégorie d'ouvrages mis en service au cours du programme pluriannuel d'investissements portant sur le renouvellement des ouvrages concédés ;
- la contribution des investissements réalisés à l'atteinte des valeurs repères ;
- les indicateurs de suivi et d'évaluation ;
- les enseignements à tirer pour le PPI suivant.

Ce rapport est présenté conjointement au comité de suivi.

### **10.2 Modalités d'établissement des programmes pluriannuels ultérieurs**

Les programmes pluriannuels postérieurs au programme pluriannuel 2020-2023 seront établis de manière concertée entre les parties, en coordination avec l'actualisation du diagnostic partagé et sur la base du bilan provisoire des investissements décrit à l'article précédent.

Les quantités techniques prévues aux PPI ultérieurs devront intégrer les conclusions du bilan provisoire et s'inscrire dans les ambitions et les valeurs repère définies au schéma directeur, sauf atteinte des dites ambitions au terme du PPI, ou évolution démontrée des conditions de réalisation de ces programmes rendant manifestement impossible la poursuite des ambitions aux conditions préalablement établies.

Le nouveau programme fera l'objet d'un avenant qui sera présenté à l'organe délibérant de l'autorité concédante, au plus tard le 31 décembre de la dernière année du précédent programme pluriannuel d'investissements en cours.

### **Article 11 – Bilan définitif des investissements du programme pluriannuel d'investissements**

Au plus tard le 1<sup>er</sup> juin qui suit la dernière année d'un programme pluriannuel d'investissements, le concessionnaire transmet au concédant le bilan définitif des investissements de ce programme pluriannuel d'investissements en termes de quantités et de montants d'ouvrages réalisés.

Ce bilan définitif est présenté au comité de suivi l'année suivant la fin du PPI concerné.

En cas de non réalisation de l'engagement du gestionnaire de réseau prévu au PPI, l'autorité concédante pourra mettre en œuvre les stipulations de l'article 11-A-4 du cahier des charges.

Envoyé en préfecture le 11/06/2021

Reçu en préfecture le 11/06/2021

Affiché le 11/06/2021

*SLOW*

ID : 071-257102582-20210603-CS21\_041-DE

**enedis**



## **ANNEXE 2B**

Diagnostic technique partagé  
pour la concession du  
Syndicat Départemental Energie Saône-et-Loire

Préambule.....	4
1. Description du réseau de distribution de la concession .....	5
1.1. Régimes de Distribution de l'électricité par commune à fin 2017 .....	5
1.2. Description des postes Sources alimentant la concession .....	5
1.3. Description du réseau HTA de la concession .....	8
1.4. Postes HTA/BT .....	14
1.5. Les transformateurs HTA/BT .....	15
1.6. Description du réseau BT .....	17
1.7. Les branchements et colonnes montantes.....	24
2. Analyse technique de la qualité de fourniture .....	25
2.1. Synthèse Décret Qualité, volet continuité d'alimentation .....	25
2.2. Synthèse Décret Qualité, volet tenue de la tension .....	26
2.3. Analyse de la continuité et des incidents.....	29
2.3.1. Critère B : temps moyen de coupure .....	29
2.3.2. Analyse des incidents contribuant au critère B.....	32
2.3.3. Analyse des incidents sur branchement.....	33
2.4. Fréquence de Coupures perçues par usager BT .....	34
2.4.1. Fréquence de Coupures Longues (CL) .....	34
2.4.2. Fréquence de Coupures Brèves (CB) .....	34
2.4.3. Fréquence de Coupures Très Brèves (CTB).....	34
2.4.4. Indicateur de qualité de fourniture (HIX).....	35
3. Analyse technique du réseau.....	37
3.1. Fiabilité des ouvrages .....	37
3.1.1. Fiabilité des ouvrages HTA.....	37
3.1.2. Fiabilité des postes HTA/BT .....	41
3.1.3. Fiabilité des ouvrages BT .....	42
3.2. Réactivité du réseau HTA .....	44
3.3. Analyse des risques pouvant affecter le réseau.....	45
3.3.1. Analyse technique du réseau vis-à-vis du risque climatique.....	45
3.3.2. Risques naturels.....	46
3.3.3. Sureté de l'alimentation des Zones Urbaines Denses .....	47
4. Prévisions de consommation, de production et orientations de développement .....	48
4.1. Evolution du nombre de clients et des consommations et productions .....	48
4.1.1. Evolution du nombre de clients raccordés au réseau en soutirage .....	48
4.1.2. Evolution du nombre de clients raccordés au réseau en injection.....	48
4.1.3. Analyse de l'évolution des consommations et des puissances appelées.....	49
4.2. Potentiel de développement identifié sur le territoire.....	49
4.3. Analyse à la maille de la concession.....	50
4.3.1. Développement des usages et contraintes de soutirage.....	50
4.3.2. Injection d'énergie renouvelable .....	50
4.4. Conclusion sur les orientations de développement .....	50
5. Identification des investissements limitrophes ayant un impact sur la concession.....	50

6. Analyse des forces et points à risque du réseau de la concession ..... 51

6.1. Forces ..... 51

6.2. Points à risque ..... 51

6.3. Points de vigilance identifiés par le SYDESL..... 52

Glossaire ..... 53

## Préambule

Le présent document répond aux attentes en matière de diagnostic technique et d'évolution des besoins visés à l'article 11 du Cahier des charges de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau public de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente.

A défaut de précisions différentes dans le texte, ce diagnostic est établi au 31/12/2017.

Ce diagnostic a été l'objet de nombreux échanges entre le SYDESL et Enedis, qui ont souhaité commenter et préciser certaines informations dans les domaines suivants :

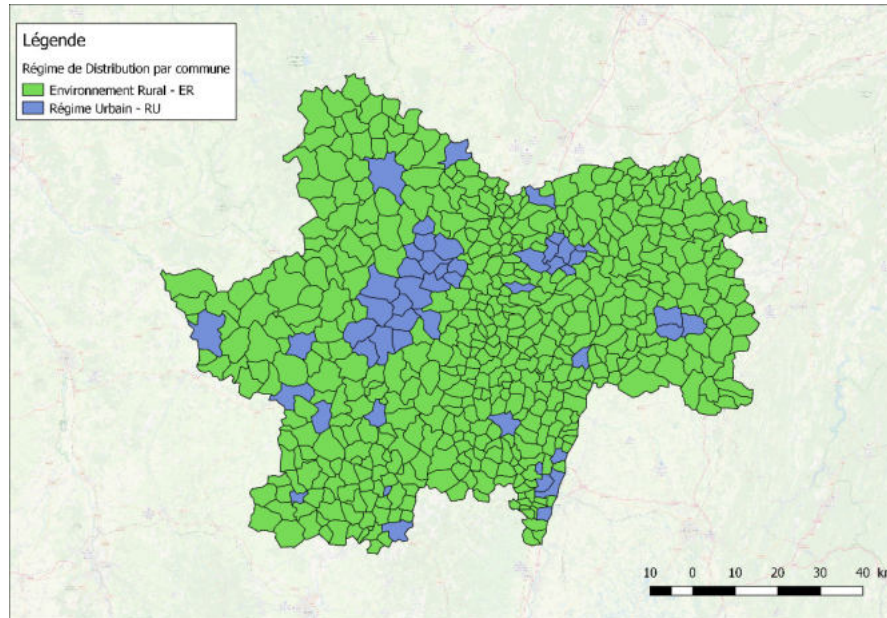
- (1) Les prévisions de consommations, de production et les orientations de développement : des échanges ont permis de partager les projets de développement identifiés par les parties et pouvant impacter la distribution publique d'électricité. Le travail du présent diagnostic est établi sur la base des données d'Enedis ainsi que des hypothèses et des analyses du SYDESL et d'Enedis ; la prise en compte des développements ciblés sur certains secteurs nécessite, dans le futur, une remontée le plus en amont possible des grands projets identifiés par le SYDESL dans ses relations avec les collectivités de Saône-et-Loire ;
  - a. en outre, l'autorité concédante reste dans l'attente de travaux ultérieurs avec Enedis sur l'utilisation de données détaillées supplémentaires, demandées dans le cadre de l'établissement du présent diagnostic, notamment concernant les puissances dimensionnantes et contraintes identifiées pour les différents ouvrages, en particulier, les taux de charge et leur évolution. Les éléments de conclusion proposés par Enedis sont présentés dans le présent document, sans partage pour autant de l'ensemble des données utiles.
- (2) Différentes limites sont apparues dans les analyses du fait de défauts de connaissance patrimoniale :
  - a. Certaines informations (datation, nature...) sont partielles ou non fiables dans la base technique du réseau BT,
    - i. Datation conventionnelle en 1946 de 39% du réseau BT due à l'absence d'informations précises.
    - ii. La différenciation entre technologies Câble Papier Imprégné et Neutre Périphérique en ce qui concerne le réseau BT souterrain n'est pas disponible dans les bases.
  - b. Il n'a pas été présenté d'inventaire des équipements des postes HTA/BT, des branchements et des colonnes montantes.
- (3) L'analyse des incidents a été menée à partir de la liste des incidents (HTA, BT, Postes HTA/BT...), et leurs caractéristiques (NT, Siège, Cause, Date...), sans localisation précise, ce qui en limite les analyses à la maille des départements HTA (top 15). En outre, Enedis n'a pas fourni de décomposition des temps de coupure longue HTA par poste coupé. Ces données sont complémentaires au partage du diagnostic et à la réalisation d'études approfondies sur le territoire.
- (4) En outre, la politique de maintenance permet d'explicitier les actes et charges de maintenance et leur arbitrage avec les investissements de renouvellement. En particulier pour les réseaux HTA aériens, les politiques d'investissement de prolongation de durée de vie (PDV) doivent faire l'objet d'un retour d'expérience précis pour démontrer leur pertinence et efficacité. En l'état des informations transmises, ce retour d'expérience n'a pu être partagé.
- (5) La GDO-SIG reste à ce jour l'outil de référence concernant la méthode d'évaluation des Clients Mal Alimentés et des contraintes d'intensité. Les données relatives aux charges à une maille élémentaire (postes HTA/BT, dipôle...), issues de ce modèle, sont attendues pour enrichir le diagnostic. Le modèle bénéficiera des améliorations qui seront notamment permises par la remontée d'informations via les compteurs communicants.
- (6) La localisation des producteurs BT permettrait de développer l'analyse de leur impact sur le fonctionnement des réseaux et les opportunités offertes pour des réflexions en lien avec la transition énergétique.
- (7) L'analyse de la sensibilité des réseaux BT souterrains à neutre périphérique et à isolation papier sera à améliorer. Une fiabilisation de l'inventaire et de la remontée des incidents est souhaitable afin d'approfondir les analyses.
- (8) Le déploiement de compteurs communicants doit permettre d'avoir des informations complémentaires relatives notamment aux temps de coupure et à la qualité de l'électricité distribuée. Le diagnostic pourra être enrichi en conséquence dès finalisation du déploiement sur le département.
- (9) L'ensemble des éléments manquants listés ci-avant seront fournis par le concessionnaire progressivement, certains éléments ayant fait l'objet d'une transmission par Enedis pour l'exercice 2018 afin de marquer les évolutions positives sur le partage plus complet du diagnostic dans le futur.

Les précisions ci-dessus énumérées reflètent les souhaits des Parties à la date d'établissement de ce diagnostic. Elles ne définissent pas d'obligations contractuelles.

# 1. Description du réseau de distribution de la concession

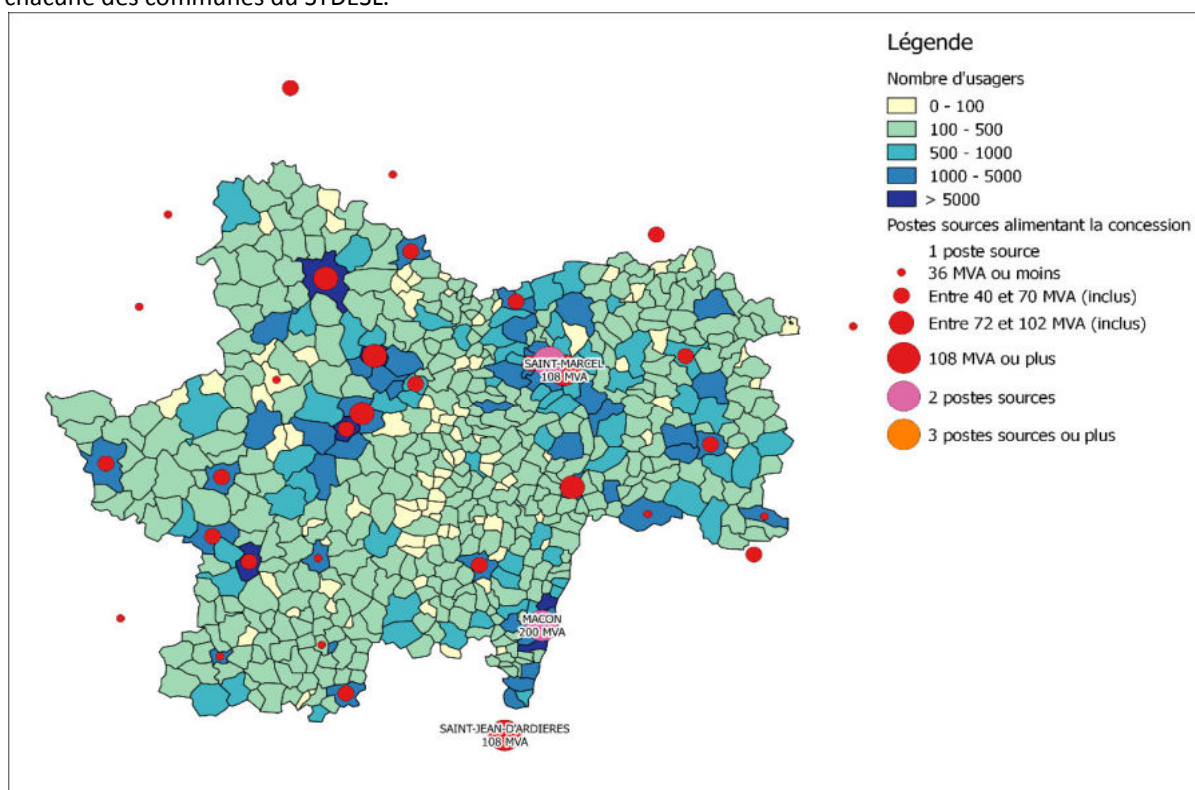
## 1.1. Régimes de Distribution de l'électricité par commune à fin 2017

La carte ci-dessous montre la répartition des communes selon leur régime : Régime Urbain (RU) ou Régime « Electrification Rurale » (ER). La concession est en majorité rurale avec 91% (518) des 567 communes qui sont situées en zone rurale à fin 2017.



## 1.2. Description des postes Sources alimentant la concession

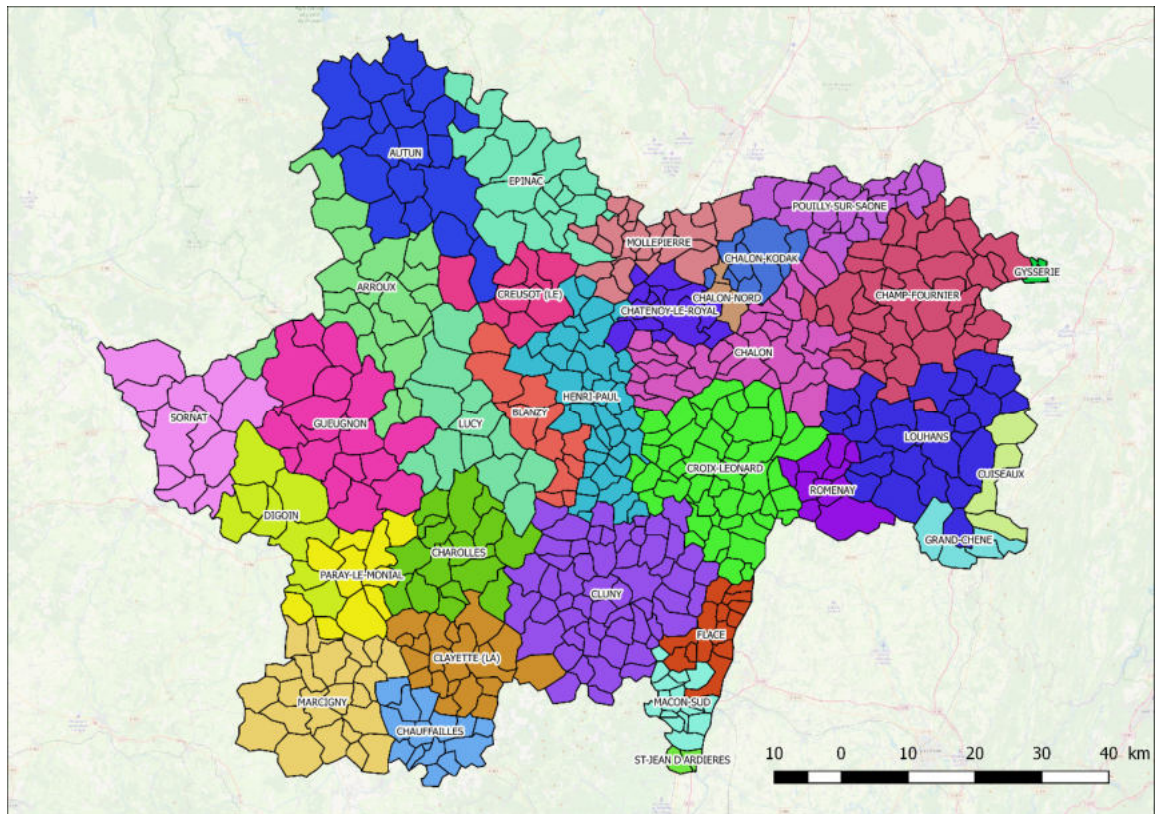
La carte ci-dessous montre la localisation des postes sources alimentant la concession ainsi que la répartition des usagers sur chacune des communes du SYDESL.



28 postes sources sur le territoire du SYDESL alimentant la concession (en 2017).

✓ 4 postes sources situés hors territoire de la concession et qui participent à l'alimentation de celle-ci.  
(en 2017).

La carte ci-dessous illustre le poste source prédominant pour l'alimentation de chaque commune.



*\*Source : Enedis - fichier ETRES02 « liste des postes sources alimentant la concession »*



Les puissances des transformateurs installés dans ces postes sources sont présentées dans le tableau ci-après.

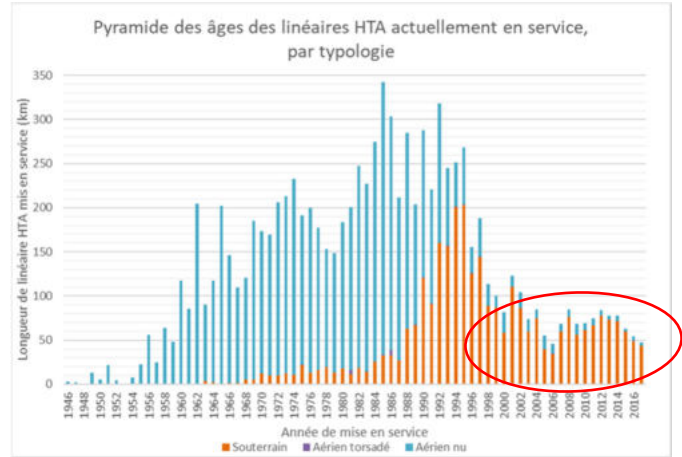
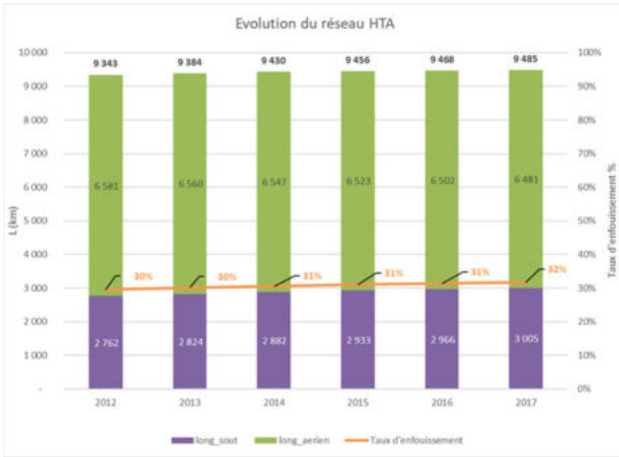
Nom poste source	Puissance installée	Nombre de transformateurs	Tension primaire
DONJON (LE)	20	1	63
ARNAY LE DUC	20	1	63
POUILLY-SUR-SAONE	40	2	63
SAULIEU	40	2	63
GYSSERIE	20	1	63
GRAND-CHENE	40	2	63
CHATEAU-CHINON	20	2	63
ST-HONORE	30	2	63
ST-JEAN D ARDIERES	108	3	63
AUTUN	72	2	63
CLAYETTE (LA)	20	1	63
BLANZY	82	3	63
SORNAT	40	2	63
MOLLEPIERRE	40	2	63
CHALON-KODAK	72	2	63
CHALON-NORD	108	3	63
CHAROLLES	20	2	63
CHATENOY-LE-ROYAL	40	2	63
CHAUFFAILLES	40	2	63
CLUNY	40	2	63
CREUSOT (LE)	72	2	63
CUISEAUX	20	1	63
ARROUX	10	1	63
DIGOIN	40	2	63
HENRI-PAUL	56	2	63
EPINAC	40	2	63
GUEUGNON	40	2	63
LOUHANS	40	2	63
FLACE	108	3	63
MACON-SUD	92	3	63
MARCIGNY	20	2	63
CHAMP-FOURNIER	40	2	63
LUCY	56	2	63
PARAY-LE-MONIAL	40	2	63
ROMENAY	36	1	63
CHALON	108	3	63
CROIX-LEONARD	72	2	63

### 1.3. Description du réseau HTA de la concession

#### Constitution des réseaux

La longueur du réseau HTA à fin 2017 est de 9 485 km dont 3 005 km de réseau souterrain, soit un taux d'enfouissement de 32% (avec -20 km/an de linéaire HTA aérien et +49 km/an pour les linéaires HTA souterrains en moyenne sur la période 2013 - 2017).

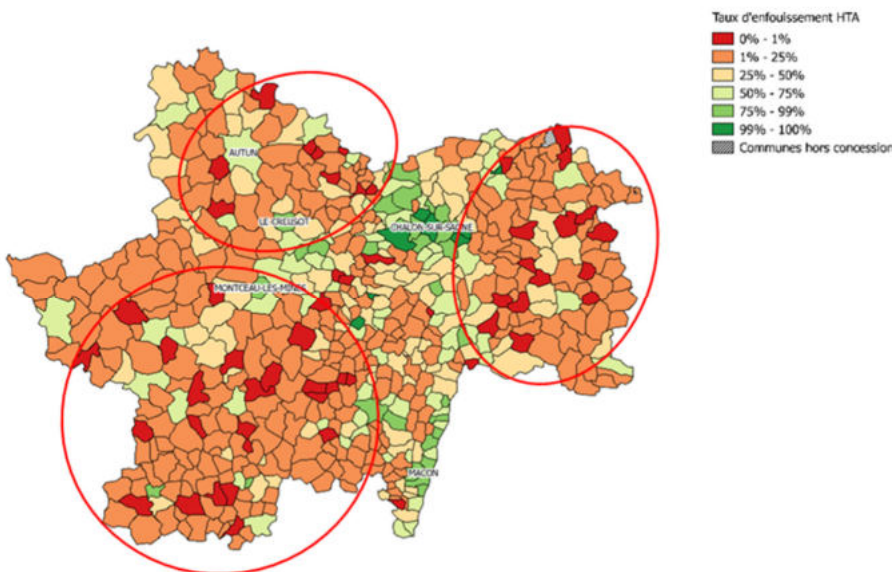
- Ce taux d'enfouissement progresse de 0,4 points en moyenne par an depuis 2013 :
  - o Depuis 1993, les mises en services se font majoritairement en souterrain. La part de mise en service du réseau aérien nu depuis cette date est très faible.
  - o Une chute du niveau de mise en service de réseaux est observée depuis 1995. La baisse des mises en service est généralement observée sur la période 1999 – 2010.



Source : Enedis - fichier ETRES\_05 « Inventaire technique du réseau HTA »

#### Taux d'enfouissement HTA à la maille communale

Un taux d'enfouissement HTA inférieur à 1% dans 55 communes de la concession, et compris entre 1% et à 25% dans 309 communes. Ce sont 64% des communes qui présentent un taux d'enfouissement des linéaires HTA inférieur à 25%, principalement en zone rurale (notamment trois zones au nord-est, sud-ouest et au nord de la concession.)



Source : Enedis - fichier ETRES\_05 « Inventaire technique du réseau HTA »

### Taux d'enfouissement HTA

Le taux d'enfouissement du réseau HTA du SYDESL se situe à 32%, **soit 7,5 points** en dessous de la moyenne de 39,5 des concessions de densité de réseaux similaires (20 à 100 habitants par kilomètre de linéaire HTA).

Cette différence s'explique par la répartition de l'habitat en Saône- et-Loire (importance des bourgs de taille moyenne) et la dynamique limitée du territoire (faible développement économique, très peu de raccordement EnR) *Source : AEC – panel AEC et fichier Enedis ETRES\_05 « Inventaire technique du réseau HTA »*

### Age des réseaux HTA

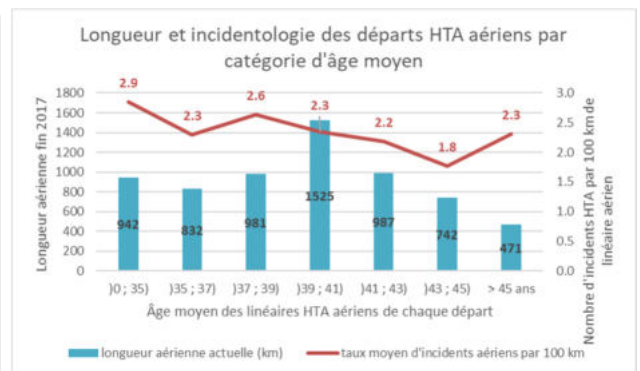
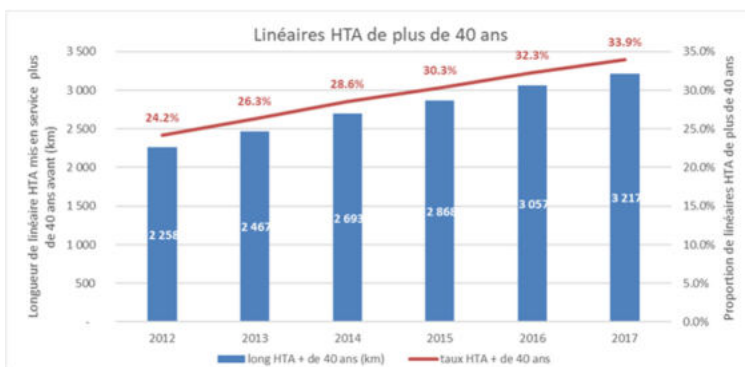
Viellissement des réseaux (34% des réseaux HTA âgé de plus de 40 ans soit 3 217 km).

Certains réseaux HTA aériens ont fait l'objet de chantiers de prolongation de durée de vie

Les opérations dites de PDV représentent l'une des composantes de la politique de fiabilisation du réseau HTA aérien. Cette dernière va de l'entretien courant de portions aériennes pérennes dont les caractéristiques sont satisfaisantes, jusqu'au remplacement complet de la ligne. Le programme PDV se situe à mi-chemin entre ces deux extrêmes : il consiste au remplacement partiel des composants les plus faibles de la ligne (poteaux, armements, attaches,) identifiés à l'issue d'un diagnostic précis de son état sur site.

L'âge moyen des réseaux HTA aérien est de 39,5 ans, en progression de 1,0 an tous les ans, avec un taux de renouvellement moyen de 0,38% du linéaire HTA aérien par an depuis 2013. Pour les raisons évoquées *supra*, ce taux de renouvellement est très faible comparé à un panel de concessions comparables. Il faudrait théoriquement atteindre un taux de 2,5% pour garantir que chaque linéaire soit renouvelé dès l'âge de 40 ans, la durée d'amortissement comptable de référence, voire de 1,68% pour un renouvellement de chaque linéaire au bout de 60 ans. Il apparaît nécessaire de contrôler la progression de l'âge moyen des linéaires HTA aériens nus de la concession.

Pour autant l'effet du vieillissement des réseaux doit notamment être évalué selon l'évolution des charges d'exploitation, selon la vulnérabilité des réseaux et selon leur exposition au risque bois).les risques vent et neige/givre ne sont pas identifiés à date en Saône-et-Loire.



Source : Enedis - fichier ETRES\_05 « Inventaire technique du réseau HTA » et ETINC\_18a

Le graphique de droite montre qu'il n'est pas possible d'établir un lien direct entre l'âge des réseaux et leur vulnérabilité. En effet, le taux d'incidents aux 100 km sur les linéaires aériens est stable aux alentours de 2,3 incidents pour 100 km (yc incidents « tiers ») quelle que soit les catégories d'âges. Il apparaît ainsi d'autant plus important d'évaluer les causes de vulnérabilité des réseaux HTA aériens.

### Points sensibles du réseau HTA

Jusqu'en 1977, seuls des câbles à isolation en papier imprégné (CPI) étaient utilisés. Les plus anciens CPI sur le réseau datent des années 1960-1970 et les plus récents ont plus de 40 ans.

**Page 2**

**Câble HTA ancienne génération**

**Câble triphasé à ceinture**

- 1: Âme câblée ronde ou sectorale cuivre ou aluminium
- 2: papier imprégné de matière visqueuse
- 3: ceinture en papier imprégné
- 4: gaine d'étanchéité en plomb
- 5: matelas en papier crépé
- 6: armure de 2 feuillets d'acier
- 7: filin goudronné

**Câble triphasé à champ radial**

- 1: Âme câblée ronde ou sectorale cuivre ou alu.
- 2: écran semi-conducteur
- 3: écran métallisé
- 4: gaine d'étanchéité en plomb
- 5: gaine PVC
- 6: bourrage en filin de jute
- 7: rubanage papier
- 8: armure de 2 feuillets d'acier
- 9: filin goudronné

**Section ( Cu ou Alu.)**  
 3 x 22mm<sup>2</sup>; 3 x 38mm<sup>2</sup>  
 3 x 48mm<sup>2</sup>; 3 x 74mm<sup>2</sup>  
 3 x 95mm<sup>2</sup>; Circulaire  
 3 x 150mm<sup>2</sup>; Sectorale  
 3 x 240mm<sup>2</sup>; Sectorale

**Câble triphasé à champ radial**

- 1: Âme câblée ronde ou sectorale cuivre ou aluminium
- 2: écran semi-conducteur
- 3: papier imprégné de matière non migrante
- 4: écran métallisé
- 5: bourrage
- 6: ruban ou toile métallisé
- 7: gaine d'étanchéité en plomb
- 8: matelas en papier crépé
- 9: feuillets d'acier
- 10: filin goudronné

**Section ( Cu ou Alu.)**  
 3 x 50mm<sup>2</sup>; Circulaire  
 3 x 95mm<sup>2</sup>; Circulaire  
 3 x 150mm<sup>2</sup>; Sectorale  
 3 x 240mm<sup>2</sup>; Sectorale

**Câble unipolaire à champ radial**

- 1: Âme câblée circulaire en aluminium
- 2: écran semi-conducteur
- 3: papier imprégné de matière non migrante
- 4: écran métallisé
- 5: gaine d'étanchéité en plomb
- 6: gaine extérieure en polychlorure de vinyle

**Câble à champ radial réservé aux fortes section 150mm<sup>2</sup> et 240mm<sup>2</sup>**

**Câble unipolaire synthétique HN 33 S 22**

- 1: Âme câblée circulaire en cuivre ou en aluminium
- 2: écran semi-conducteur
- 3: isolation en polyéthylène réticulé chimiquement (PRC) ou caoutchouc éthylène propylène (EPR)
- 4: écran semi-conducteur
- 5: écran métallique (1 ou 2 rubans de cuivre)
- 6: gaine extérieure en polychlorure de vinyle

**Section**  
 Al ou Cu 25 mm<sup>2</sup>  
 Cu 50 mm<sup>2</sup> - Cu 95 mm<sup>2</sup>  
 Al 150 mm<sup>2</sup> - Al 240 mm<sup>2</sup>

*Câble non armé, doit être accompagné d'une protection mécanique complémentaire*



Photos Enedis 2018

C'est à partir de 1978 que les câbles à isolation synthétique ont été mis en œuvre sur les réseaux.

**Page 3**

**Câble unipolaire synthétique**

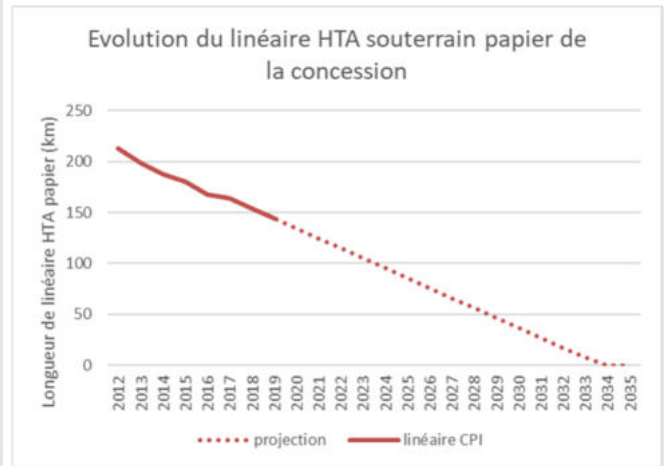
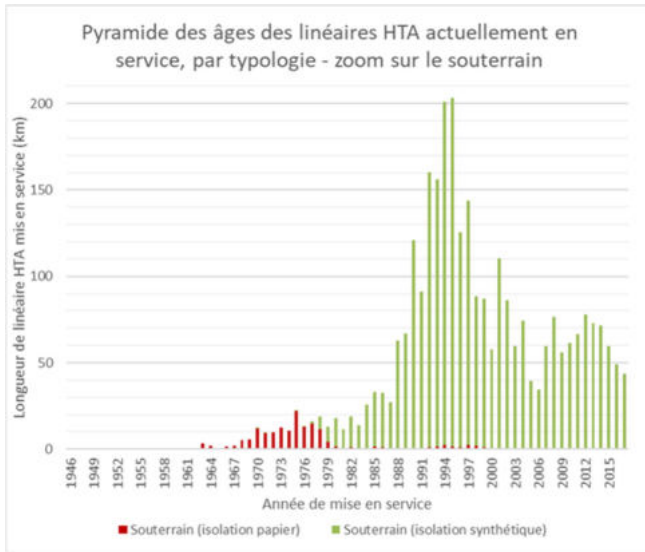
Câble synthétique HN 33 S 23 ou NFC 33-226 Alu ou cuivre.

- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6

**VARIANTE**  
 Câble à Enterrabilité Directe Renforcé EDR



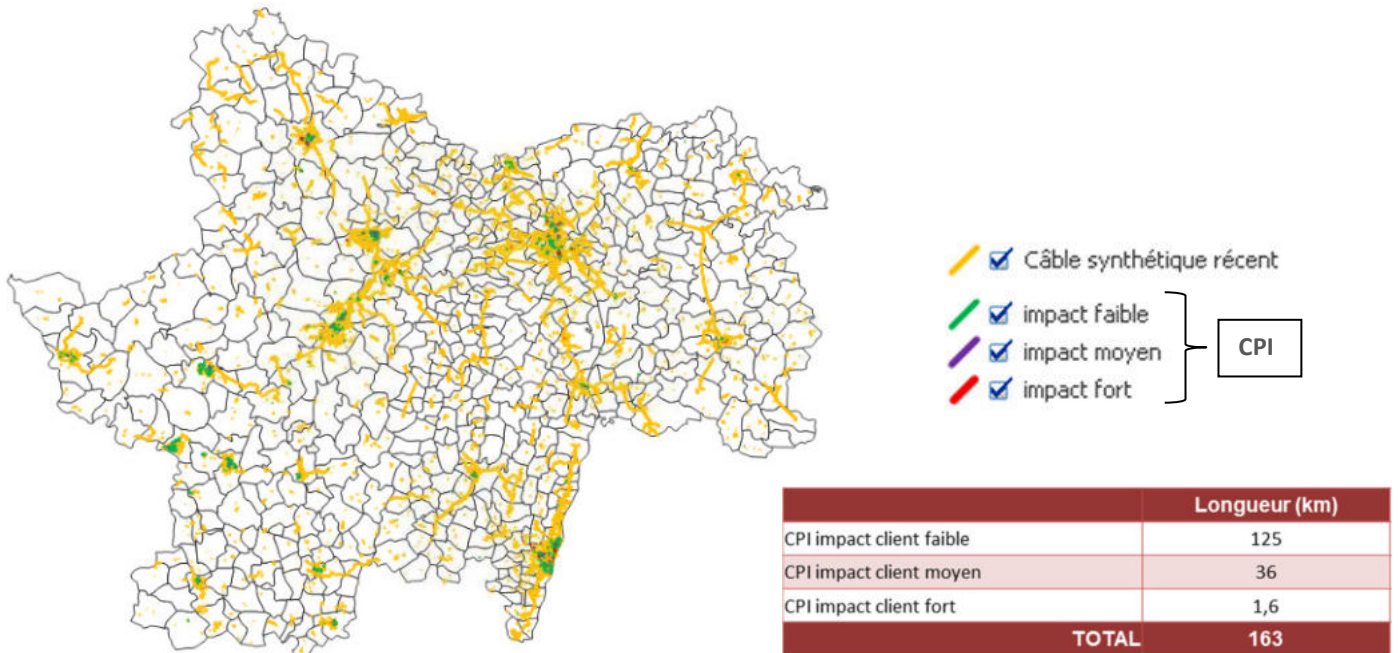
Les câbles CPI HTA ont été posés sur le réseau jusqu'au début des années 80. Ils sont fortement exposés aux travaux d'aménagement urbains (construction, voirie) et l'isolant peut être fragilisé suite à choc ou déplacement. Leur longueur cumulée sur la Saône et Loire représente **163 km soit 5 % du réseau HTA souterrain** existant. Leur renouvellement est priorisé selon un critère tenant compte de l'impact client et du risque d'incidents du tronçon. 164 km de réseau HTA CPI : ces réseaux sont incidentogènes en cas de fortes chaleurs (7,8 incidents par an /100 km de réseau HTA CPI en moyenne depuis 2013 soit un taux 6 fois plus élevé que pour le réseau souterrain synthétique). La pyramide des âges des linéaires HTA montre pourtant une proportion relativement contenue de linéaire en CPI : 164 km de CPI sur un réseau total de 9 485 km soit 1,7% du réseau total (taux inférieur de 0,2 points à la moyenne d'un panel de concessions similaires). La projection du rythme observé tend vers une résorption complète du CPI en 2034 (10 km retiré en moyenne par an depuis 2012).



Source : Enedis - fichier ETRES\_05 « Inventaire technique du réseau HTA »

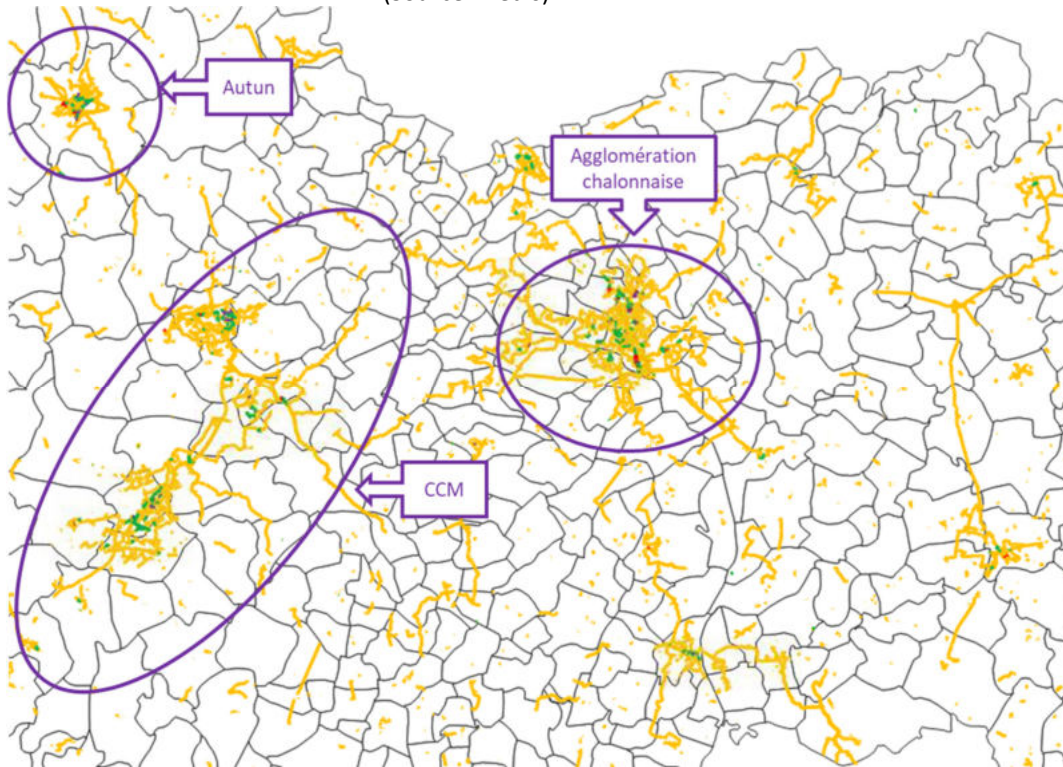
Enedis a toutefois présenté dans le cadre du diagnostic technique les localisations réseaux HTA CPI sur le territoire de la concession. Les deux zooms suivants mettent en évidence les zones prioritaires selon le concessionnaire car elles concentrent les plus grandes quantités de linéaires ainsi que les linéaires sur lesquels l'impact des incidents est le plus fort.

### Carte des câbles HTA souterrains à papier imprégné (CPI)



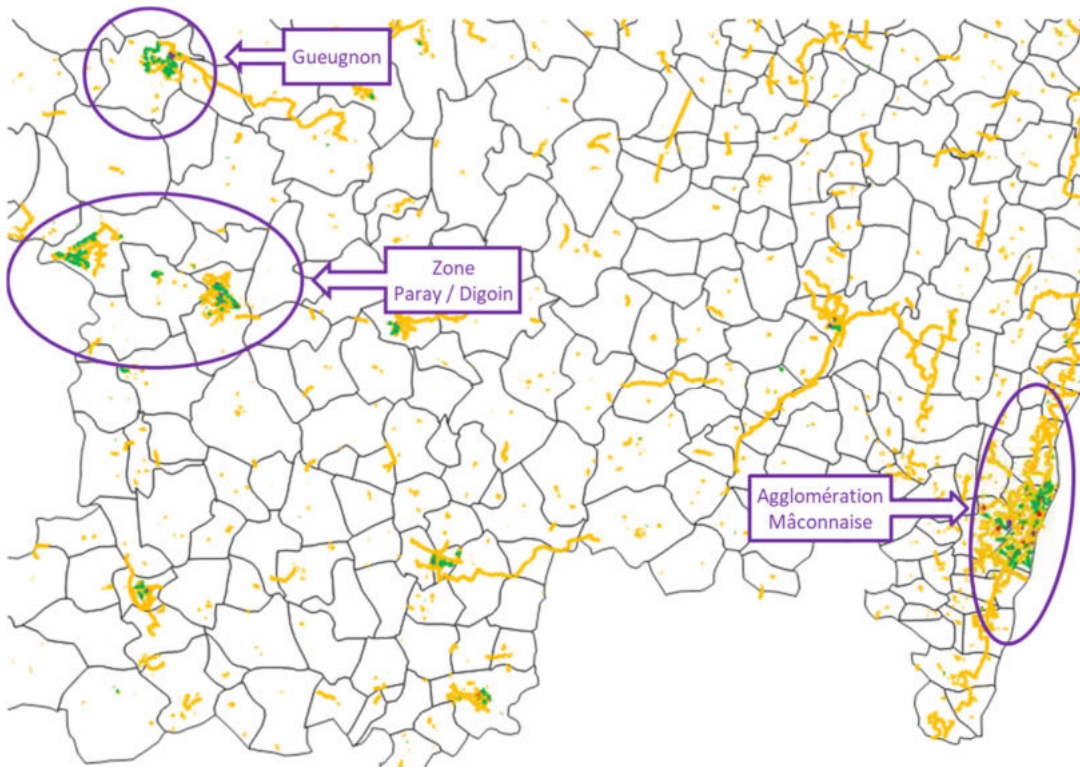
### Les câbles HTA souterrains à papier imprégné - ZOOM (1/2)

(Source Enedis)



### Les câbles HTA souterrains à papier imprégné - ZOOM (2/2)

(Source Enedis)



### Répartition des longueurs de câbles CPIT HTA par commune

Commune	INSEE	Longueur Tronçon câble HTA CPI (km)
MACON	71270	22,7
CHALON-SUR-SAONE	71076	15,5
MONTCEAU-LES-MINES	71306	15,5
GUEUGNON	71230	11,9
DIGOIN	71176	10,2
LE CREUSOT	71153	9,8
PARAY-LE-MONIAL	71342	7,4
AUTUN	71014	6,9
SAINT-MARCEL	71445	4,6
CHARNAY-LES-MACON	71105	4,3
BOURBON-LANCY	71047	3,5
CHAROLLES	71106	3,4
SAINT-VALLIER	71486	3,2
CHAMPFORGEUIL	71081	3,0
LA CLAYETTE	71133	2,7
CHAGNY	71073	2,7
CHAUFFAILLES	71120	2,5
TOURNUS	71543	2,4
MONTCHANIN	71310	2,3
SANCE	71497	2,1
MARCIGNY	71275	2,1
CLUNY	71137	1,9
CHATENOY-LE-ROYAL	71118	1,7
LOUHANS	71263	1,5
BLANZY	71040	1,5
SAINT-REMY	71475	1,5
VITRY-EN-CHAROLLAIS	71588	1,2
TORCY	71540	1,0

### Linéaire HTA Aérien nu

A fin 2017, le linéaire total de HTA aérien nu est de 6 394 km (dont 7,6 km de faible section) soit 24,7 km de moins qu'en 2016 (taux de renouvellement de 0,38% par rapport au stock de linéaire à fin 2012).

La projection du rythme observé tend vers une résorption complète des linéaires HTA aériens nus à faible section en 2064 (0,16 km retirés en moyenne par an depuis 2013). Le linéaire faible section rend la trajectoire cependant très sensible aux programmes ciblés chaque année.

Le taux de renouvellement des réseaux HTA aériens est très faible (24,9 km retirés en moyenne par an depuis 2013).

Autrement dit, la projection du rythme de renouvellement observé depuis 2013 (0,38% de linéaire HTA aérien nu renouvelé chaque année) est très faible car cela conduit à une durée d'utilisation moyenne de ces linéaires de 262 ans sur la concession, soit 6,5 fois leur durée de vie comptable.

Exercice	Longueur HTA aérien nu "non nouveau" en fin d'exercice (km)	Longueur HTA aérien nu "non nouveau" renouvelé (km/an)	en % du stock initial
2013	6 493	25.1	0.39%
2014	6 475	17.4	0.27%
2015	6 445	30.0	0.46%
2016	6 418	27.1	0.42%
2017	6 394	24.7	0.38%
Moyenne		24.9	0.38%

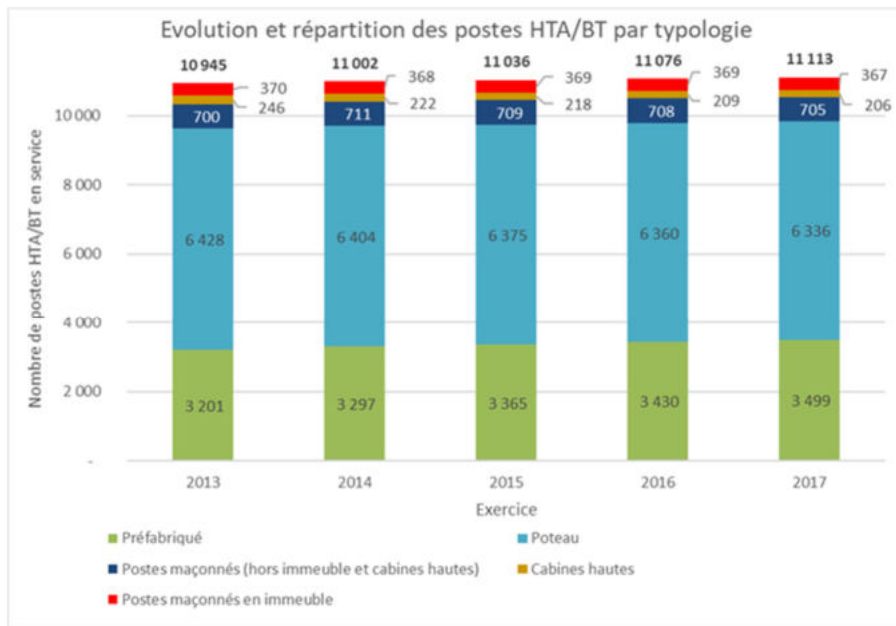
Source : Enedis - fichier ETRES\_05 « Inventaire technique du réseau HTA »

### 1.4. Postes HTA/BT

Augmentation du nombre de postes HTA/BT, avec 11 113 postes à fin 2017 (soit environ un poste HTA-BT pour 30 usagers).

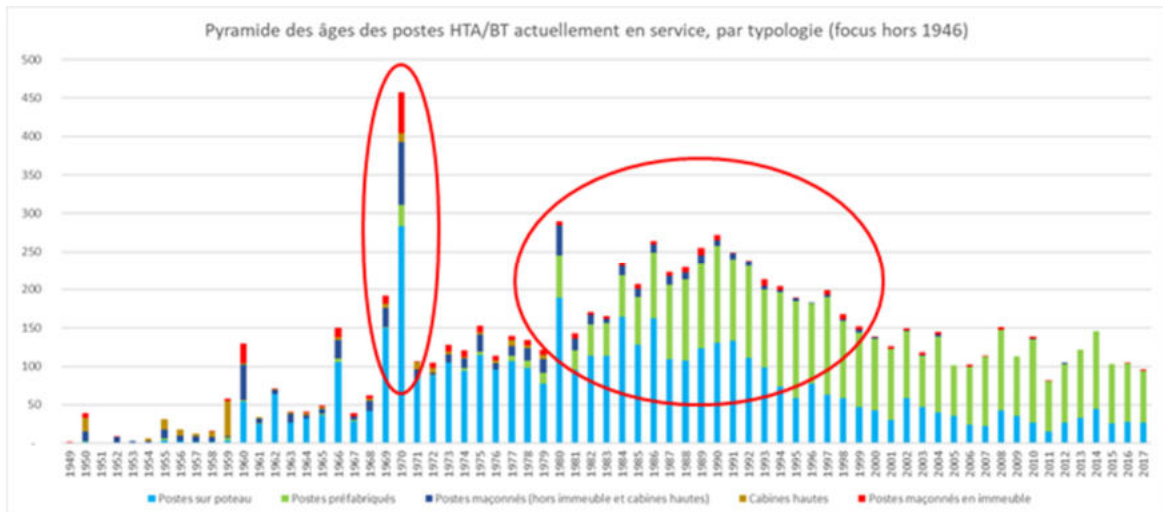
L'ensemble des transformateurs sont localisés et immobilisés dans les inventaires. Les cellules HTA, les interrupteurs de défaut et les tableaux BT sont immobilisés en « équipement de poste ». Les bases techniques ne permettent pas de connaître les équipements installés dans chacun des postes. (Difficultés de dimensionnement des besoins en investissements et problématique de suivi).

Le nombre de cabines hautes est en diminution continue sur la période, avec 206 cabines à fin 2017, soit 1,9% du nombre total de postes HTA-BT. Cette proportion correspond à la tendance observée sur les autres concessions du panel observé en 2017. Le nombre de postes préfabriqués a augmenté de 298 sur la période 2013 – 2017 pour représenter 31% du nombre total de transformateurs à fin 2017.

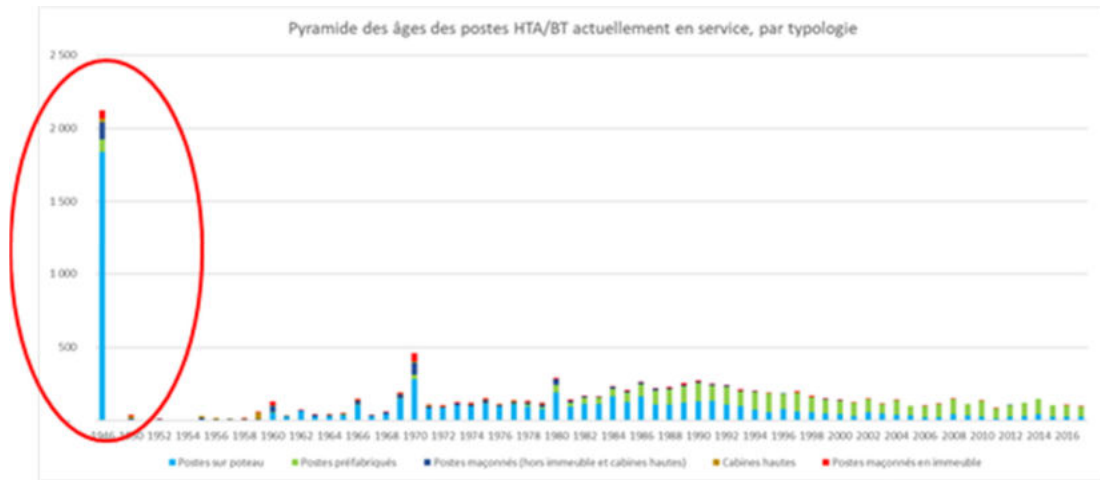


Source : Enedis –  
 fichier ETRES\_07 « Inventaire technique des postes HTA/BT »

Un pic de mises en services de postes est observé sur la période 1980 – 1995 (pic également observé sur l'ensemble d'un panel de concessions comparables), qui coïncide avec le pic de hausse des linéaires HTA mis en service. Deux pics sont également observés en 1946 (2 122 postes) et 1970 (457 postes mis en service), liés aux mises à jour de l'inventaire comptable

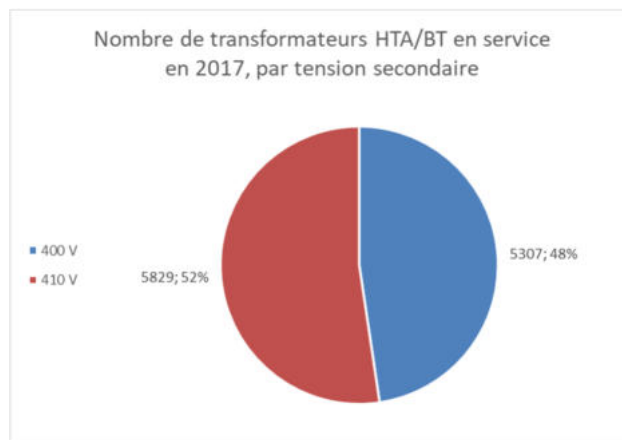






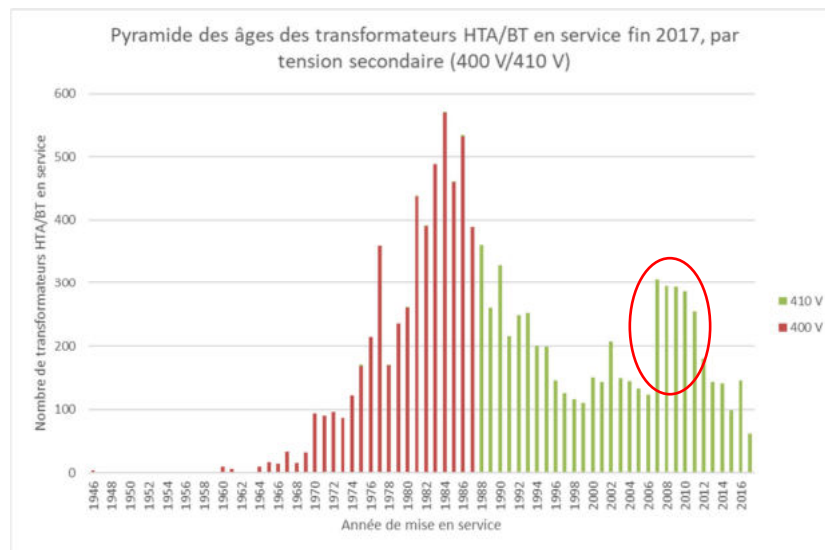
### 1.5. Les transformateurs HTA/BT

Au total la concession compte 11 136 transformateurs HTA/BT (soit environ 30 usagers pour chaque transformateur HTA-BT). 52% des transformateurs sont de type 410 V (construits après 1980) autorisant des réglages de prises à vide de 0% ; 2,5% et 5%.



Source : Enedis –  
fichier ETTRANS\_01 « Inventaire technique des transformateurs HTA/BT »

Il est observé un pic de mise en service des transformateurs HTA/BT de 2007 à 2011 avec 287 transformateurs installés en moyenne par an sur cette période (renouvellement progressif du parc). De même qu'à l'échelle des concessions d'un panel de comparaison, ce pic coïncide avec le plan PCB mené sur la même période et qui a entraîné le traitement et le renouvellement de nombreux transformateurs.



Source : Enedis –

fichier ETTRANS\_01 « Inventaire technique destransformateurs HTA/BT »

Le rythme de renouvellement des transformateurs observés à partir des fichiers ETTRANS 01 sur la période 2012 – 2017 tend vers une durée d'utilisation moyenne de 112 ans pour les transformateurs fabriqués avant 2010 et actuellement en service. Cependant, la durée d'amortissement présentée dans les fichiers comptables est de 40 ans, soit un chiffre presque trois fois inférieur. Dans les analyses des causes et sièges réalisées par le SYDESL, les incidents relatifs aux transformateurs pour des défaillances d'ouvrages représentent 10 incidents par an en moyenne sur la période 2012 – 2017. La littérature spécialisée ainsi que les données disponibles ne permettent pas en l'état d'établir un lien direct entre l'évolution du nombre d'incidents et le vieillissement des transformateurs. Les transformateurs peuvent durer plusieurs dizaines d'années s'ils sont en bonne conditions de fonctionnement et de maintenance. Néanmoins, le fort dépassement de la durée de vie techniquement prévue appelle à vigilance de la part de l'AODE et nécessite un suivi régulier et précis d'Enedis pour éviter un potentiel et brusque mur d'investissements sur les transformateurs sur le long terme.



## 1.6. Description du réseau BT

### Constitution des réseaux

En 2017, le réseau BT est composé de 10 594 km (soit 0,03 km en moyenne par usager soit un ratio similaire à la moyenne observée sur un panel de territoires similaires) dont 3 222 km en réseau souterrain et 7 372 km en réseau aérien, soit un taux d'enfouissement BT de 30%.

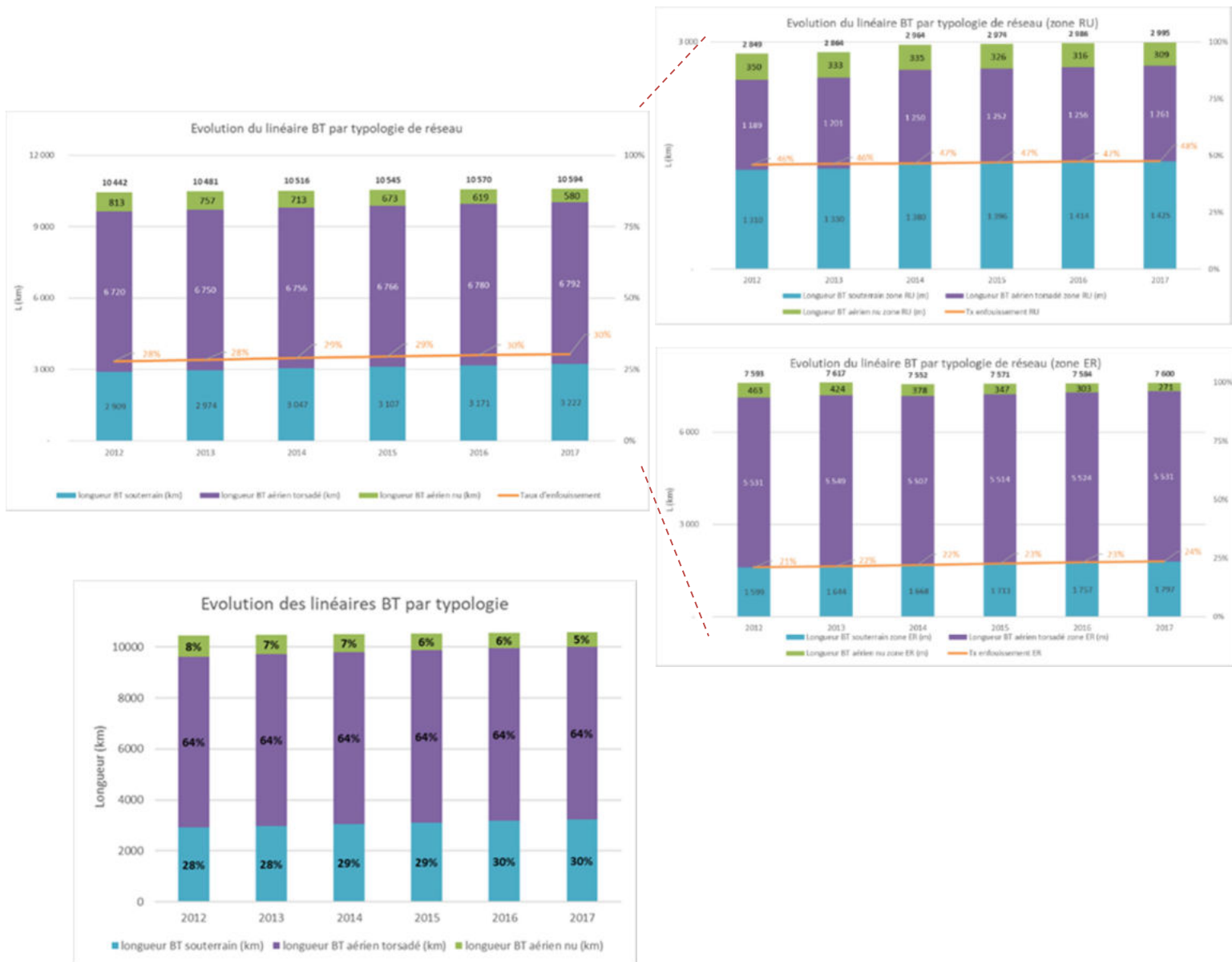
La longueur de réseau BT entre 2013 à 2017 a progressé de 1,5% sur la période passant de 10 442 km à 10 594 km en 2017 (avec +63 km/an de linéaire BT souterrain, -47 km/an pour l'aérien nu et +15 km/an pour l'aérien torsadé).

Le taux d'enfouissement global progresse de 2,6 points sur la période 2013 à 2017 mais avec dans des proportions différentes selon le régime d'électrification des communes :

- Taux d'enfouissement de 48% en zone urbaine en progression de 1,59 point depuis 2012.
- Taux d'enfouissement de 24% en zone rurale en progression de 2,6 points depuis 2012.

L'analyse selon le type RU/ER montre que le taux d'enfouissement est supérieur de 24 points en zone urbaine à fin 2017.

Il faut noter que la concession est en majorité rurale avec 72% des linéaires BT en zone rurale, soit 7 600 km contre 2 995 km en zone urbaine.



Source : Enedis - fichier ETRES\_12 « Inventaire technique du réseau BT »

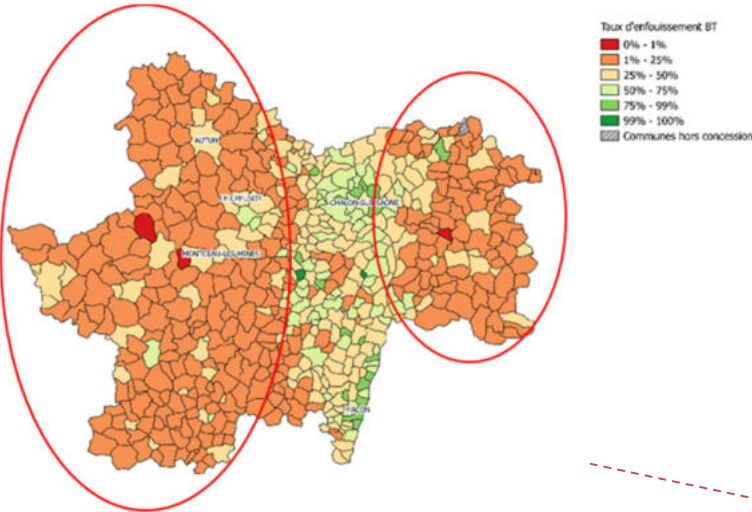
### Taux d'enfouissement BT à la maille communale

Un taux d'enfouissement BT inférieur à 25% principalement à l'est et à l'ouest du département du fait du caractère rural de ces zones par rapport au centre de la concession (30% à 38%)

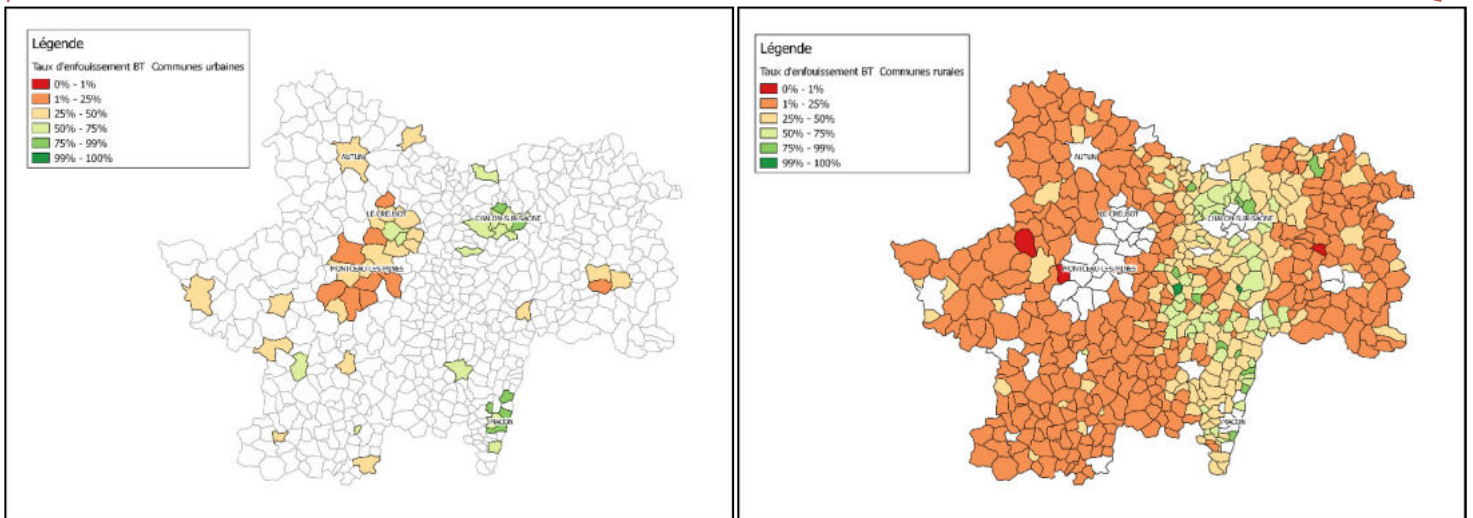
3 communes rurales ont un taux d'enfouissement inférieur à 1% (Dompiere-Sous-Sanvignes, Vérissay et Montmort).

Le taux d'enfouissement du réseau BT du SYDESL (30%) se situe 8 points en dessous de la moyenne des concessions de densité de réseaux similaires (20 à 100 habitants par kilomètre de linéaire BT).

Le taux d'enfouissement ne progresse que de 0,5 points par an depuis 2013.



Source : AEC – panel AEC et fichier Enedis ETRES\_012  
« Inventaire technique du réseau BT »



Source : Enedis - fichier ETRES\_12 « Inventaire technique du réseau BT »

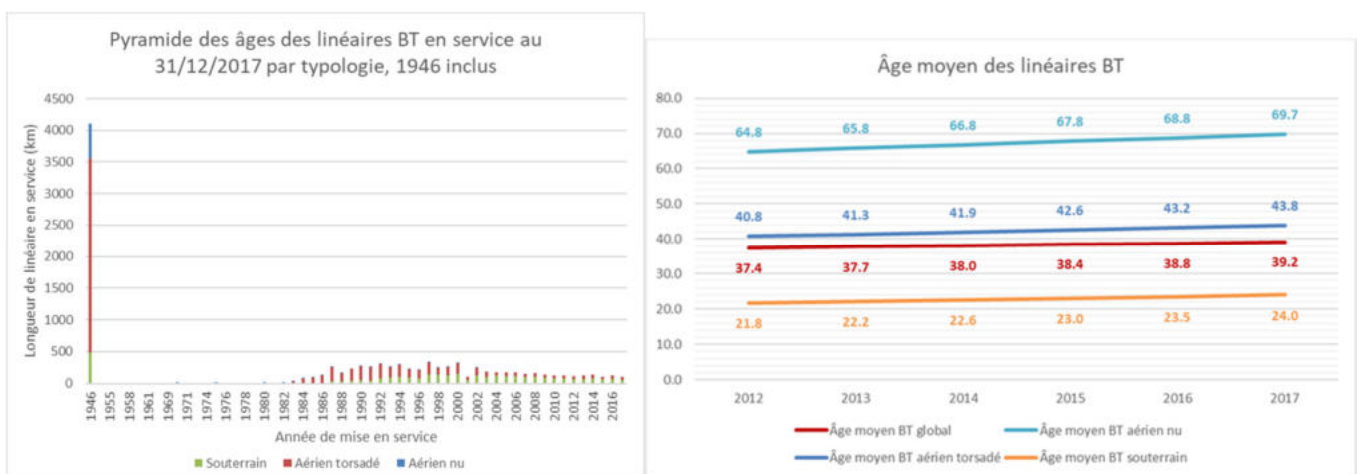
### Pyramide des âges des linéaires BT

4 107 km de réseau BT soit 39% du réseau BT sont datés, conventionnellement en 1946 en l'absence d'informations précises. Cela représente :

- 557 km de réseau aérien nu soit 96% du réseau BT aérien nu ;
- 3 061 km de réseau torsadé soit 45% du réseau BT torsadé ;

489 km de réseau souterrain soit 15% du réseau BT souterrain.

On observe que l'âge moyen des linéaires BT aérien nu s'établit à 69,7 ans à fin 2017 alors que l'âge moyen BT global s'établit à 39,2 ans à fin 2017 et celui du réseau BT souterrain à 24 ans. Ces âges moyens sont impactés à la hausse par la datation conventionnelle en 1946 des km de réseau BT.



Source : Enedis - ETRES\_12 « Inventaire technique du réseau BT »

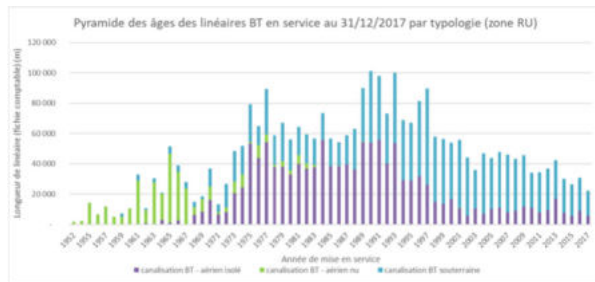
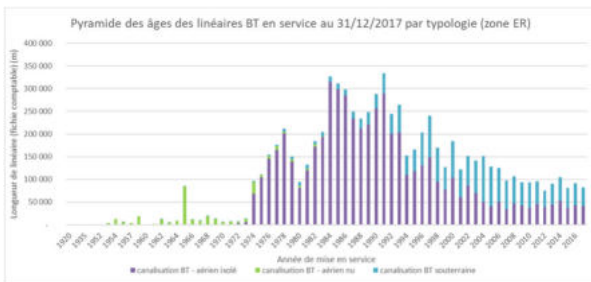
En l'absence de données fiables sur l'année de pose des linéaires BT dans l'inventaire technique, la pyramide ci-dessous est établie à partir des inventaires comptables en considérant l'année de mise en immobilisation comme année de mise en service. Il ressort de ce graphique que la pose de réseau aérien nu a été arrêtée à partir du début des années 1980 sur la concession du SYDESL.

Également, les nouvelles lignes mises en service ont été en majorité souterraines à partir de 1998.

L'âge moyen des réseaux estimé à partir de la base comptable s'élève à 26,51 ans au global, soit de 12,69 ans inférieur moyen estimé à partir de la base technique. Il faut noter que cet écart est très supérieur à la moyenne des écarts constatée sur les autres concessions observées, qui s'élève à 6,32 ans d'écart entre les âges comptables.

Les réseaux aériens nus ont un âge très supérieur à la moyenne, et celui des réseaux aériens torsadés est légèrement supérieur aussi.

Les tendances sont similaires quel que soit le régime (urbain/rural) des localisations des réseaux.



	AGE MOYEN COMPTABLE			
	souterrain	torsadé	aérien nu	Tous linéaires
<b>Tous régimes</b>	18.85	27.87	51.34	26.51
<b>Détail RU</b>	22.50	29.65	52.05	28.66
<b>Détail ER</b>	16.00	27.46	50.60	25.67

Source : Enedis – fichier comptable « Inventaire des ouvrages localisés en concession »

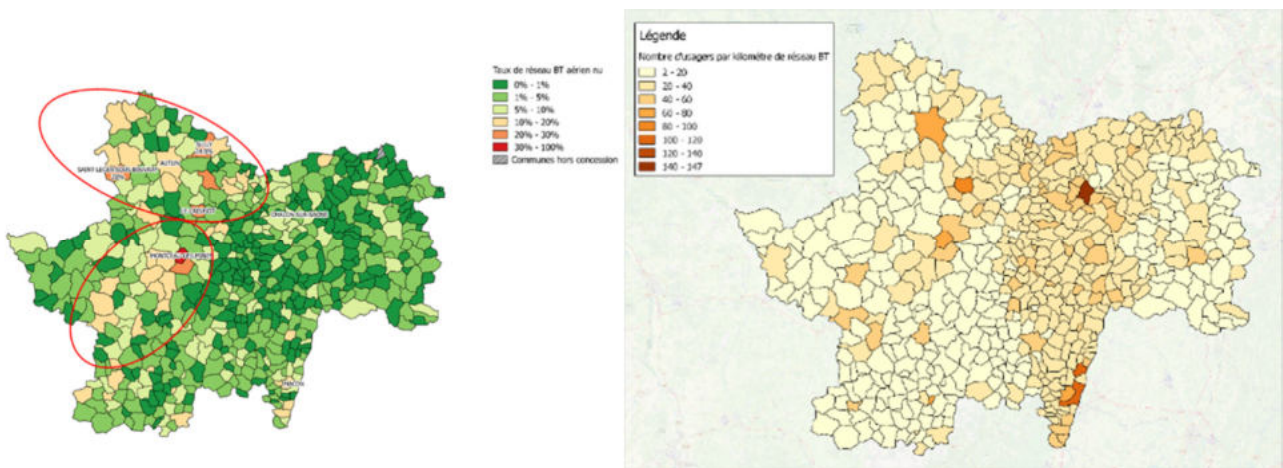
### Points sensibles du réseau BT

Le nord-ouest et l'ouest de la concession concentre les communes ayant les taux de réseau BT aérien nus les plus élevés du SYDESL.

31 communes en zone rurale (ER) ont un taux de réseau BT aérien nu supérieur à 10%, dont Saint-Léger-sous-Beuvray (28%), Le Sully (25%) et Saint-Emiland (21%).

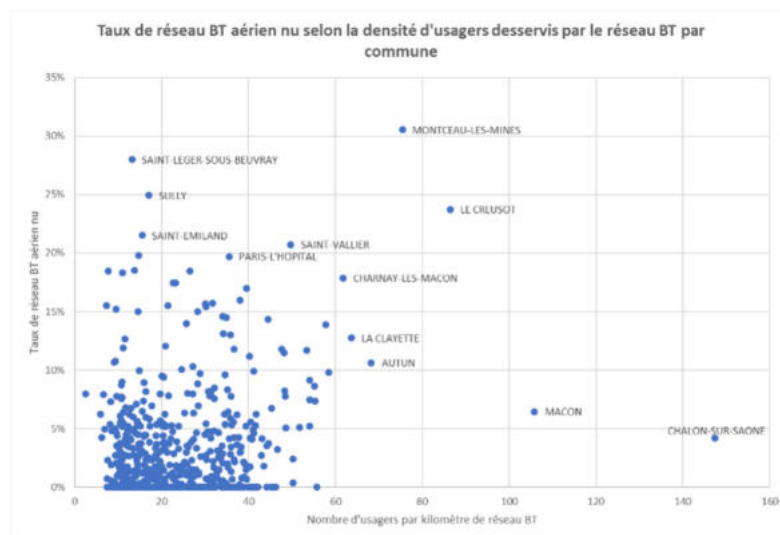
Vingt communes en régime urbain (RU) ont un taux de réseau BT aérien nu supérieur à 10%, dont Montceau-les-Mines (31%), Le Creusot (24%) et Saint-Vallier (21%).

### Taux de réseau BT aérien nu à la maille communale



Source : Enedis - fichier ETRES\_12 « Inventaire technique du réseau BT »

Le graphique ci-dessous permet de comparer les informations des deux cartes ci-dessus. Il ressort que les communes avec le taux de réseau BT aérien nu le plus élevé ont une densité d'usagers par rapport au réseau BT très variables. Ainsi, des communes rurales telles que Saint-Léger-sous-Beuvray ou Sully présentent un taux de BT aérien nu important malgré une faible densité d'usagers, alors que les communes de Montceau-les-Mines et Le Creusot ont une densité d'usagers importante.

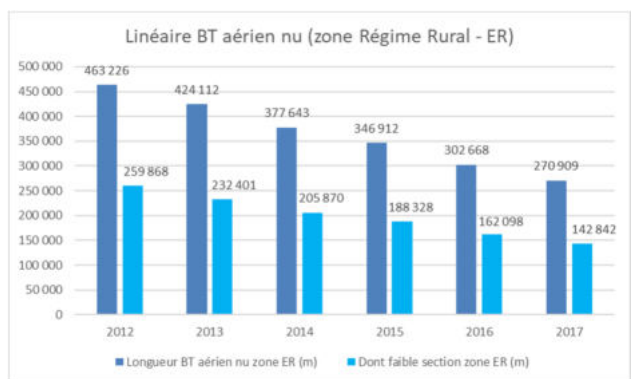
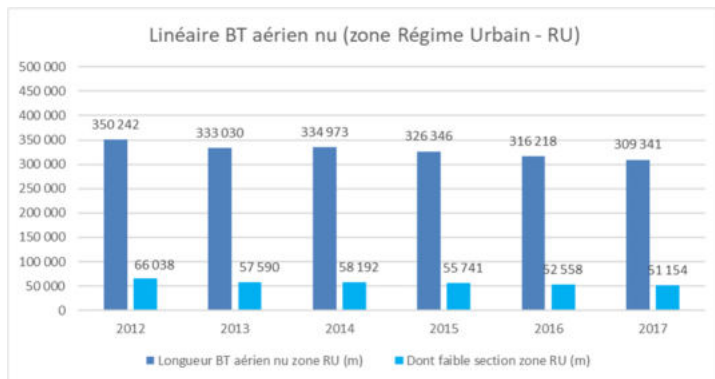


Source : Enedis - fichier ETRES\_12 « Inventaire technique du réseau BT »

### Projection résorption des réseaux aériens nus

Les réseaux aériens nus représentent 5% du réseau total soit 580 km en diminution depuis 2013, avec 53% des linéaires BT aériens nus en zone rurale qui sont des linéaires de faible section, contre 19% en zone rurale à fin 2017. Ces réseaux sont en diminution en volume car ils font l'objet de renouvellement et ne sont plus utilisés pour les mises en services de nouveaux linéaires.

Il faut noter que **le rythme de renouvellement des linéaires BT aériens nus plus rapide en zone rurale (sous maîtrise d'ouvrage du SYDESL), avec une résorption totale estimée en 2024, contre 2055 en zone urbaine (sous maîtrise d'ouvrage d'Enedis), pour des quantités de linéaire équivalentes**

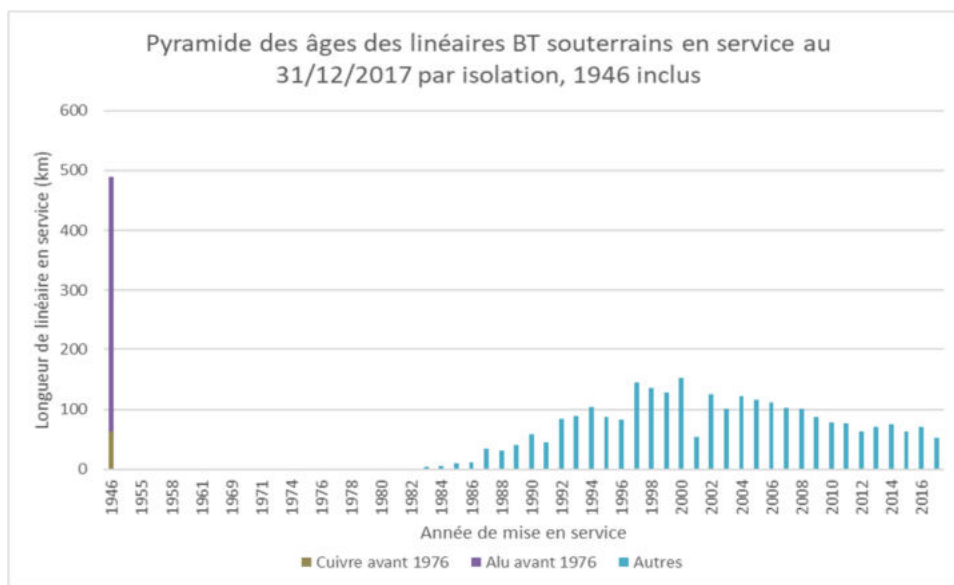




### Réseau souterrain CPI et d'ancienne génération

En ce qui concerne le réseau souterrain, la différenciation entre technologies n'est pas directement disponible dans les bases. Les réseaux constitués de câbles d'ancienne génération papier imprégné (CPI) ou à neutre périphérique, posés avant 1976, peuvent être estimés à partir des datations et conducteurs. L'estimation étant de 491km (CPI et neutre périphérique) en hypothèse haute ( yc réseaux datés de 1946 à conducteur aluminium). En hypothèse basse (hors réseaux datés de 1946 à conducteur aluminium), leur longueur cumulée identifiée sur la Saône et Loire représente 65 km.

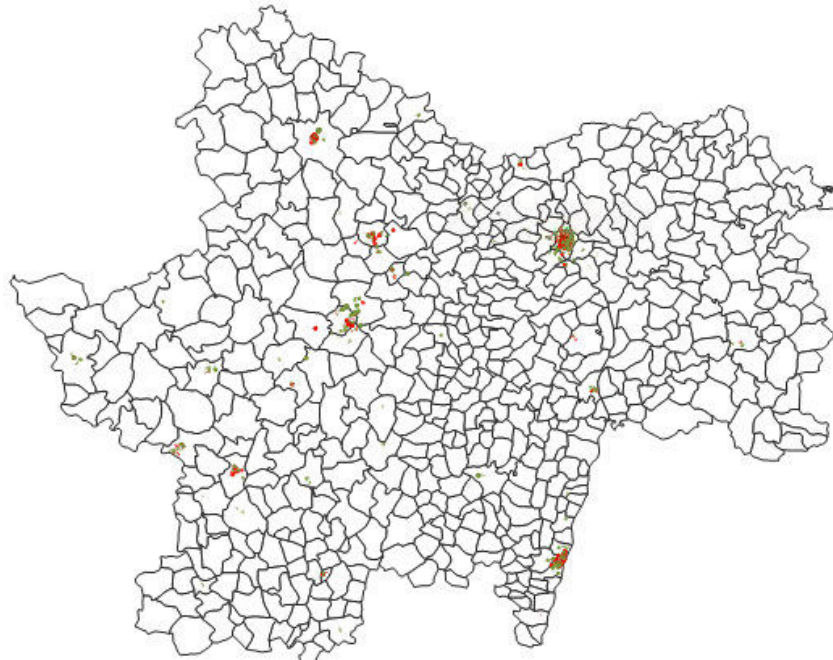
Ce linéaire de câbles est faible sur la concession, l'estimation étant toutefois très fragile du fait de l'absence de fiabilité des dates de pose avant 1990 comme l'illustre la pyramide des âges ; en effet 489km, soit 15% du réseau BT souterrain sont par convention enregistrés comme posés en 1946.



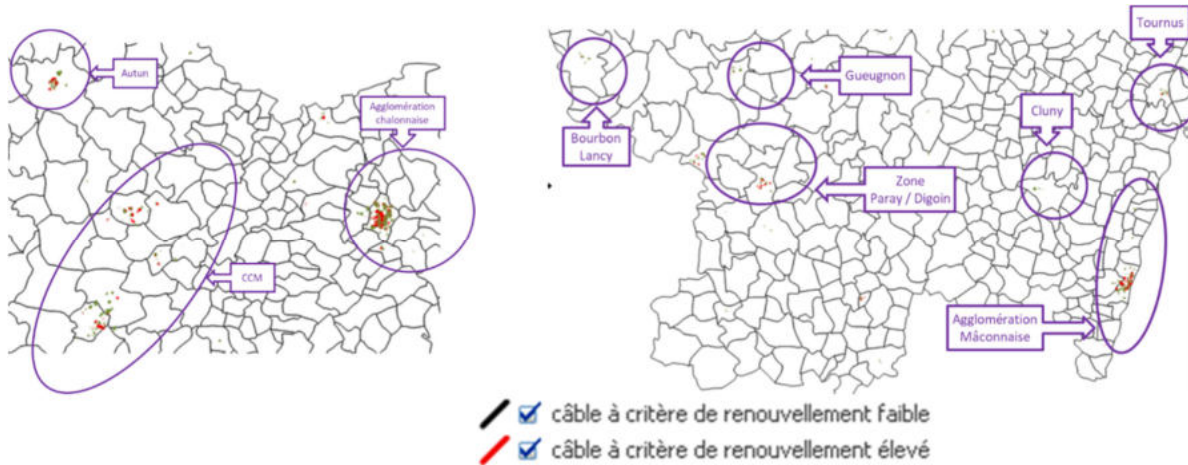
Les câbles BT souterrains de technologie ancienne (CPI ou NP) présentent des risques de défaillance plus élevés que les câbles récents. Ils sont essentiellement situés en zone urbanisée. Leur longueur cumulée identifiée sur la Saône et Loire représente **65 km soit 2 % du réseau BT souterrain**. Leur renouvellement est priorisé selon un critère tenant compte de la puissance du départ et du risque des tronçons

Les cartes ci-dessous présentent les localisations des réseaux BT, CPI et Neutre Périphérique (NP) sur le territoire de la concession. Les deux zooms suivants mettent en évidence les zones prioritaires selon le concessionnaire car elles concentrent les plus grandes quantités de linéaires ainsi que les linéaires sur lesquels l'impact des incidents est le plus fort.

### Carte des câbles BT souterrains CPI et NP (source Enedis)



### Les câbles BT souterrains CPI et NP- ZOOM (Source Enedis)



### 1.7. Les branchements et colonnes montantes

En l'absence d'inventaire technique des branchements et colonnes montantes, il n'est actuellement pas possible de décrire les quantités et l'état de ces ouvrages sur la concession.

## 2. Analyse technique de la qualité de fourniture

### 2.1. Synthèse Décret Qualité, volet continuité d'alimentation

Le Décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité, fixe un niveau de qualité attendu du réseau HTA et BT, du point de vue de la continuité d'alimentation. Il est évalué selon 3 critères : le nombre de Coupures Longues (Nb CL), la durée cumulée de Coupures Longues (durée CL) et le nombre de Coupure Brèves (Nb CB).

Les coupures longues sont les interruptions de plus de 3 minutes, fortuites ou programmées, vues d'un client au cours d'une année.

Les coupures brèves sont les interruptions de 1 seconde à 3 minutes qu'il subit au cours d'une année.

Ces coupures sont comptabilisées « hors circonstances exceptionnelles ». Comme le prévoit le décret, Enedis ne décompte, que les coupures sur réseau HTA.

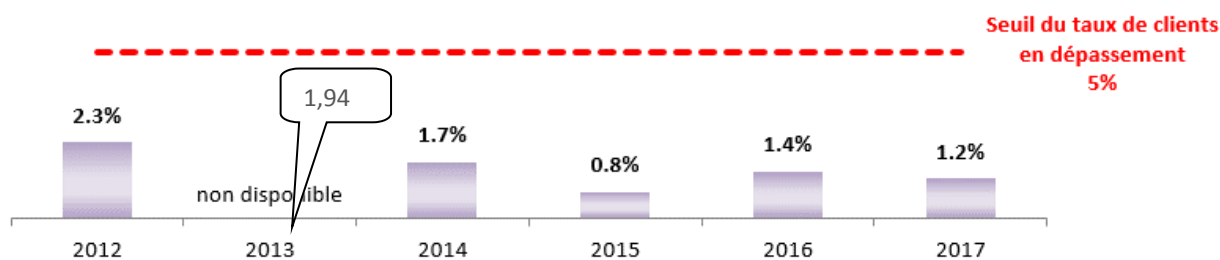
Un client est alors considéré comme mal alimenté en terme de continuité, s'il dépasse la valeur de référence pour l'un au moins des 3 critères :

Valeurs de référence	Nb de Coupures Longues	Durée Cumulée CL	Nb de Coupures Brèves
	6 / an	13h / an	35 /an

Le seuil de 5% du taux de clients en dépassement n'a pas été franchi en 2012 et sur la période 2014 – 2017 et s'établit à 1,5% en moyenne sur ces exercices.

Le taux de 1,2% constaté en 2017 est inférieur de 0,45 points à la moyenne des concessions d'un panel de territoires comparables pour l'exercice 2017.

**Taux d'usagers (BT et HTA) de la concession au delà des seuils sur la continuité de fourniture (6 coupures longues, 35 coupures brèves et 13 heures de coupures cumulées)**



*Le décret "Qualité" du 24 décembre 2007 et son arrêté, modifiés en 2010, établissent des seuils en termes de continuité et de qualité de tension. Pour la continuité, les seuils sont 6 coupures longues, 35 coupures brèves et 13 heures de coupures cumulées sur l'année. Lorsque le taux global d'usagers touchés dépasse 5%, le concessionnaire a l'obligation de présenter un plan d'action à l'AODE.*

Source : Enedis – Décret Qualité

## 2.2. Synthèse Décret Qualité, volet tenue de la tension

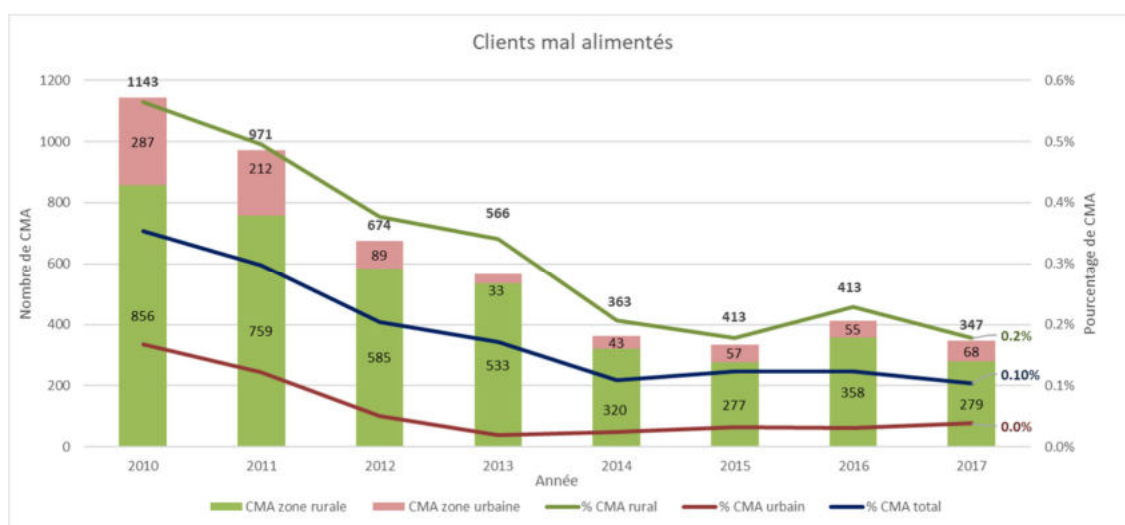
Un « Client est Mal Alimenté » au sens de la tenue de tension si ses points de connexion connaissent au moins une fois dans l'année, hors circonstances exceptionnelles, une tension BT à l'extérieur de la plage 230V + 10% - 10%. Au sens du décret qualité, le taux de CMA à respecter est fixé à 3% à la maille d'un département.

Le taux de CMA à respecter est de 3% à la maille d'un département.

Sur la concession, le taux de CMA en moyenne depuis 2010 est de 0,19%. En 2017 ce taux s'élève à 0,10%.

Le nombre de CMA suit une tendance baissière depuis 2010 malgré une légère hausse en 2016 et se stabilise à environ 350 CMA depuis 2014.

Cette tendance haussière n'est pas spécifique à la concession du SYDESL car elle est observée également sur les autres concessions comparables d'un panel de territoires. Il faut noter aussi que la concession du SYDESL présente un ratio de CMA inférieur de 0,17 points en 2017 par rapport à la moyenne des ratios des concessions dans un panel de concessions comparables.

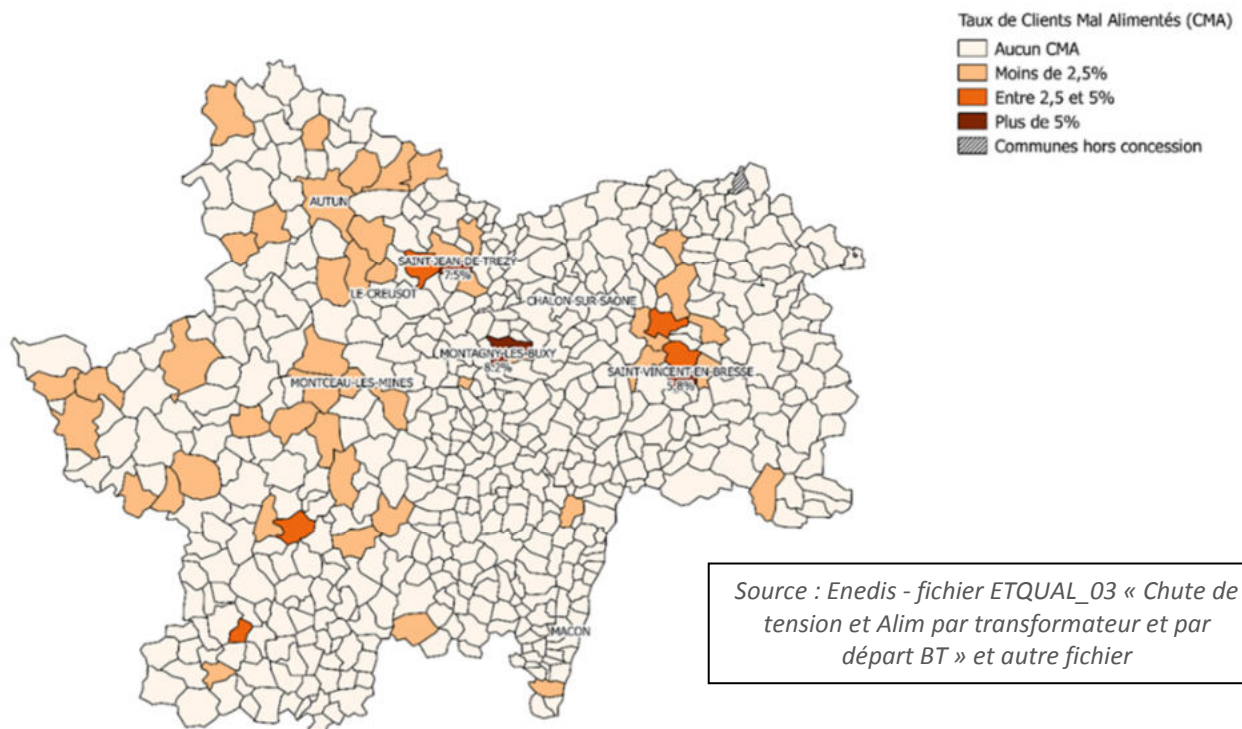


Source : Enedis - fichier ETQUAL\_03 « Chute de tension et Alim par transformateur et par départ BT » et autre fichier

Nombre de Clients BT mal alimentés	2012		2013		2014		2015		2016		2017	
	Nombre	%	Nombre	%	Nombre	%	Nombre	%	Nombre	%	Nombre	%
Rural	581	0,4%	529	0,3%	320	0,2%	277	0,2%	358	0,2%	279	0,2%
Urbain	93	0,1%	37	0,0%	43	0,0%	57	0,0%	55	0,0%	68	0,0%
Total	674	0,2%	566	0,2%	363	0,1%	334	0,1%	413	0,1%	347	0,1%

### Taux de CMA par commune

En 2017, quatre communes ont eu un taux de CMA supérieur à 5%, dont Montagny-lès-Buxy (8,2%) et Saint-Jean-de-Trézy (7,5%). Cinq communes ont eu un taux de CMA compris entre 2,5% et 5%.



Source : Enedis - fichier ETQUAL\_03 « Chute de tension et Alim par transformateur et par départ BT » et autre fichier

### Nombre de CMA par commune sur un historique de 5 années

55 communes ont eu des CMA en 2017.

Le nombre de CMA des communes indiquées en gras dans le tableau se dégradent en 2017 par rapport à 2016.

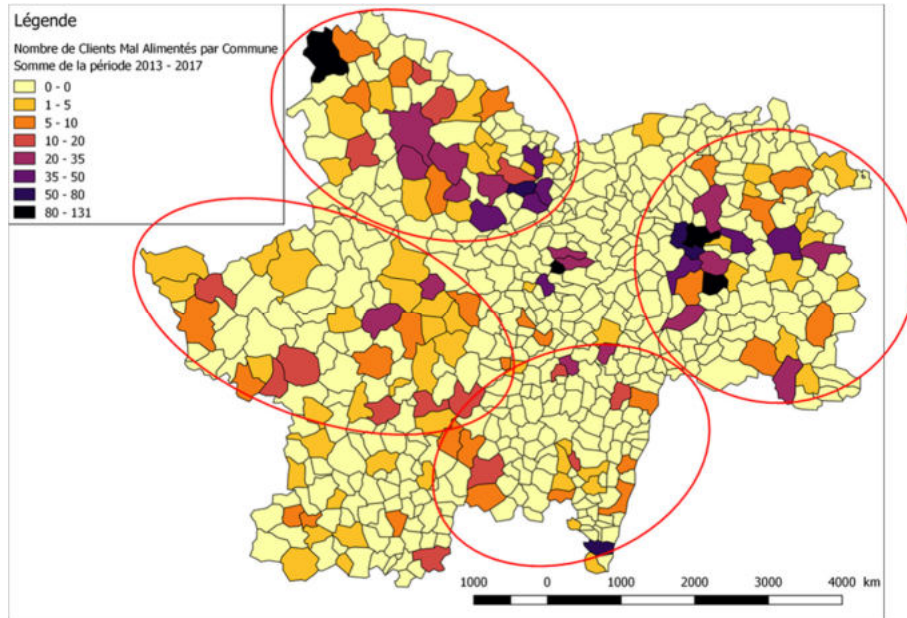
13 communes ont eu des CMA tous les ans depuis 2013, et MONTAGNY-LES-BUXY est la commune qui a concentré le nombre total de CMA le plus élevé sur la période 2013 – 2017.

communes	CMA 2017	CMA 2016	CMA 2015	CMA 2014	CMA 2013	Somme CMA	Régime
<b>BUXY</b>	22	6	0	1	1	30	Urbain
<b>SAINT-VINCENT-EN-BRESSE</b>	18	19	19	14	31	101	Rural
<b>SAINT-GERMAIN-DU-PLAIN</b>	17	19	4	2	4	46	Rural
<b>SAINT-ETIENNE-EN-BRESSE</b>	16	0	0	1	5	22	Rural
<b>SAINT-JEAN-DE-TREZY</b>	16	12	18	19	4	69	Rural
<b>L'ABERGEMENT-SAINTE-COLOMBE</b>	15	34	15	33	18	115	Rural
<b>SAINT-PIERRE-DE-VARENNES</b>	15	6	0	0	0	21	Rural
<b>LA CHAPELLE-DE-GUINCHAY</b>	13	3	13	15	31	75	Rural
<b>MONTAGNY-LES-BUXY</b>	12	58	16	34	11	131	Rural
<b>LA MOTTE-SAINT-JEAN</b>	12	0	0	0	0	12	Rural
<b>ANOST</b>	11	21	27	10	20	89	Rural
<b>PERRECY-LES-FORGES</b>	11	0	4	4	4	23	Urbain
<b>SAINT-SERNIN-DU-PLAIN</b>	11	17	19	1	2	50	Rural
<b>BISSEY-SOUS-CRUCHAUD</b>	10	10	4	4	4	32	Rural
<b>AUTUN</b>	9	1	18	3	4	35	Urbain
<b>CURGY</b>	9	9	0	0	0	18	Rural
<b>SAINT-CHRISTOPHE-EN-BRESSE</b>	9	9	6	19	18	61	Rural
<b>COUCHES</b>	8	5	0	5	0	18	Rural
<b>MONTCEAU-LES-MINES</b>	8	20	2	0	0	30	Urbain
<b>SAINT-MARTIN-EN-BRESSE</b>	8	8	0	8	0	24	Rural
<b>ANTULLY</b>	7	7	2	6	0	22	Rural
<b>SAINT-BERAIN-SUR-DHEUNE</b>	7	11	11	6	7	42	Rural

Source : Enedis - fichier ETQUAL\_03 « Chute de tension et Alim par transformateur et par départ BT » et autre fichier

### Nombre de CMA par commune sur un historique de 4 années

La carte ci-dessous présente le nombre de clients mal alimentés recensés dans chaque commune sur la période 2013 – 2017. Quatre zones paraissent en écart par rapport au reste de la concession (nord-est, nord, ouest et sud).



Source : Enedis - fichier ETQUAL\_03 « Chute de tension et Alim par transformateur et par départ BT » et autre fichier

### Tenue de tension HTA sur un historique de 5 années

Le départ CRIE a connu le niveau de tension le plus élevé en 2017 (7,8%), en augmentation de 0,6 points par rapport à 2016. Chutes de tension des départs HTA sur 2017 : 8 départs sont en contrainte de tension.

En 2017, 3 % des 317 départs ont été en contrainte de tension.

8 départs ont une chute de tension maximale supérieure à 5% en 2017

Enedis précise que les départs VESCOU, GRANGE, SENOZAN, GARNAT, ALLERE et CRIE ne sont pas gérés par la Direction Régionale Bourgogne Enedis bien que le concessionnaire reste le même.

Ci-dessous la situation des départs en contrainte de tension sur la concession à fin 2017

Postes sources	Départ HTA	Chute de tension HTA 2017	Chute de tension 2016	Chute de tension 2015	Chute de tension 2014	Chute de tension 2013
ST-JEAN D ARDIERES	CRIE	7.8%	7.2%	7.6%	7.7%	8.7%
CHALON	OSLON	2.1%	2.0%	1.8%	5.3%	8.2%
CHALON	BUXY.N	7.0%	6.8%	6.9%	7.0%	7.8%
POUILLY-SUR-SAONE	ALLERE	6.9%	6.0%	7.4%	7.0%	6.7%
CHAMP-FOURNIER	PIERRE	6.5%	6.5%	6.4%	6.3%	7.1%
CHALON	CHRIST	3.7%	3.6%	3.8%	5.6%	6.9%
CHALON	EPERVA	6.3%	6.9%	6.9%	4.8%	6.9%
HENRI-PAUL	STGENG	6.6%	6.1%	6.4%	6.3%	6.6%
CLUNY	MILLY	6.0%	5.6%	3.9%	5.7%	6.1%
MOLLEPIERRE	CHAMIL	4.8%	5.3%	5.5%	5.6%	6.1%
ROMENAY	VESCOU	0.0%	0.0%	0.0%	5.2%	5.8%
CLUNY	TRAMBL	5.7%	5.5%	3.3%	5.3%	5.0%
MOLLEPIERRE	CHASSE	5.5%	5.1%	5.4%	3.2%	3.6%
SORNAT	GARNAT	0.3%	0.3%	0.4%	5.4%	5.0%
CROIX-LEONARD	SERCY	4.7%	4.3%	4.8%	4.5%	5.3%
CHAMP-FOURNIER	BONNET	4.9%	4.6%	5.1%	4.5%	5.2%
HENRI-PAUL	TARTRE	4.9%	4.4%	4.6%	4.6%	5.1%
CROIX-LEONARD	SENNEC	4.0%	4.4%	4.5%	4.6%	5.1%
FLACE	SENOZA	4.5%	4.4%	4.5%	4.6%	5.1%

Source : Enedis - fichier ETRES\_10 « Caractéristiques des départs HTA »

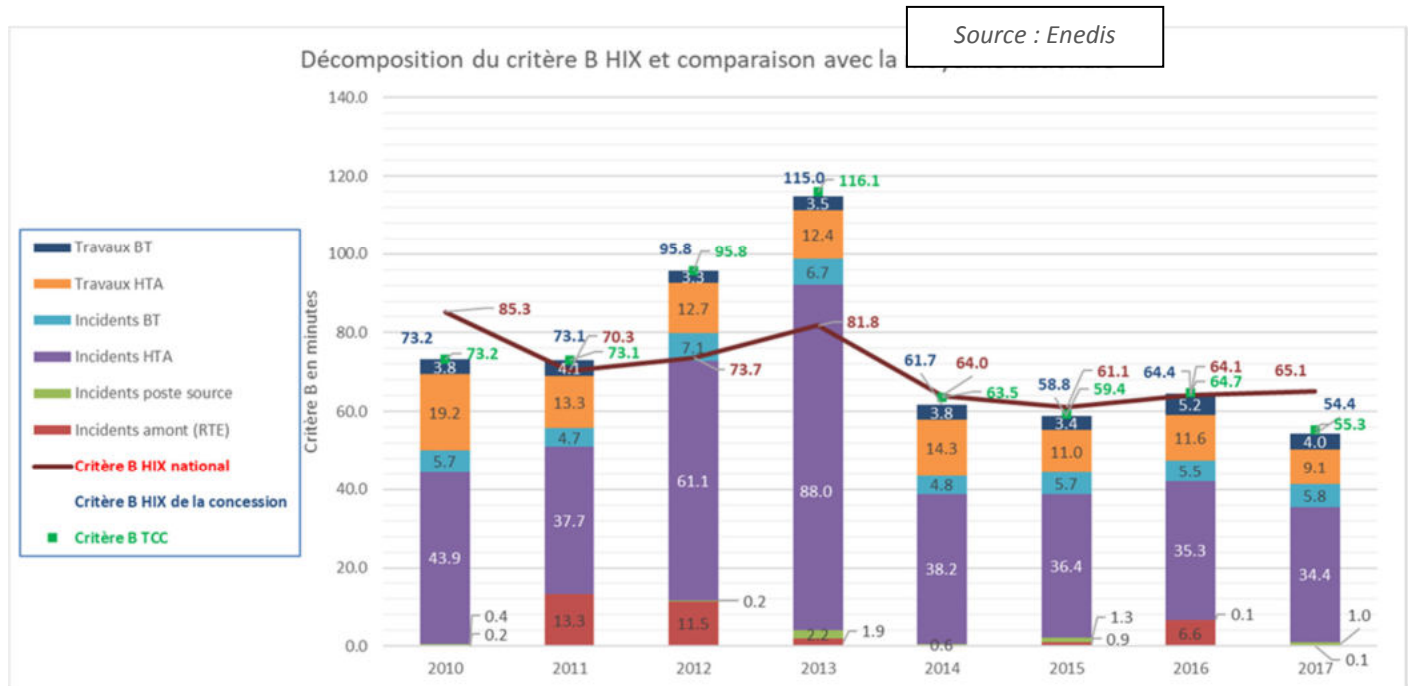
Les départs HTA en chute de tension de plus de 5% font l'objet d'étude technique. Il s'agit d'un facteur d'influence au sens de l'évaluation de la tenue de tension BT (décret qualité).  
 A fin 2017, la concession compte 8 départs (sur 317) au-delà de cette valeur de chute de tension soit 2,5% des départs HTA

## 2.3. Analyse de la continuité et des incidents

### 2.3.1. Critère B : temps moyen de coupure

#### Décomposition du critère B

Sur la concession, l'évolution de la durée moyenne annuelle de coupure cumulée par client en minutes - critère B hors évènements exceptionnels (HIX) - est la suivante :



Source : Enedis - fichier ETINC\_05a « Synthèse des éléments de continuité de fourniture »

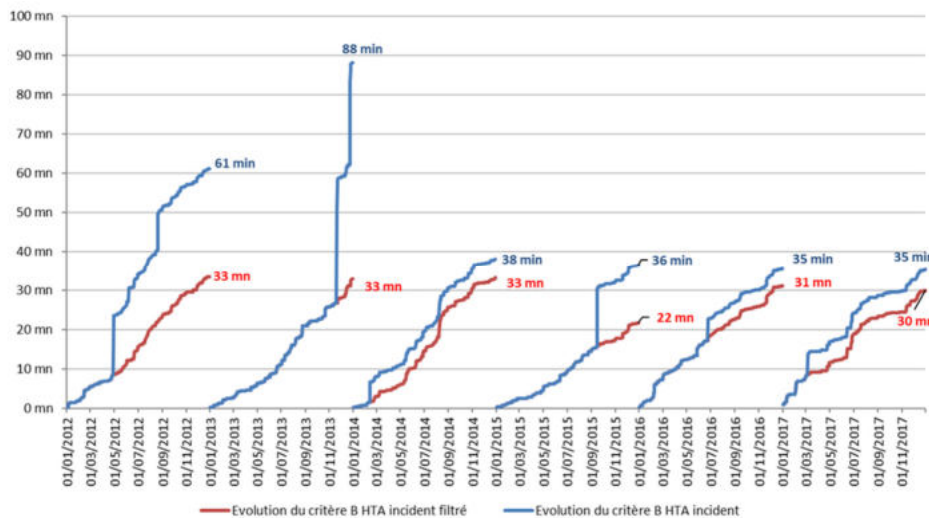
- Analyse 2017 :
  - Critère B HIX de 54,4 minutes en 2017 en baisse de 10 minutes par rapport à 2016
  - Le critère B est principalement dû aux incidents HTA qui représentent 63% du critère B total en 2017
- Analyse sur la période :
  - Le critère B HIX moyen sur la période 2010 à 2017 est de 67 minutes.
  - Après deux pics de temps de coupure en 2012 et 2013 dus à des incidents sur les réseaux HTA, le critère B s'est stabilisé à 60 minutes en moyenne sur la période 2014 – 2017.
  - Le critère B incidents HTA HIX représente 70% du critère B total moyen sur la période 2010 – 2017
  - La concession n'a été que très peu affectée par des incidents exceptionnels depuis 2010, avec un critère B TCC globalement égal au critère B HIX depuis 2010.

**Evolution du Critère B filtré des jours dont le critère b est de plus de 3 minutes de la concession sur incident HTA HIX**

**Certains évènements climatiques dégradent fortement le critère B HTA.**

Le temps de coupure filtré des aléas climatiques les plus importants (temps de coupure supérieur à 3 minutes) est resté stable à 30 minutes depuis 2012.

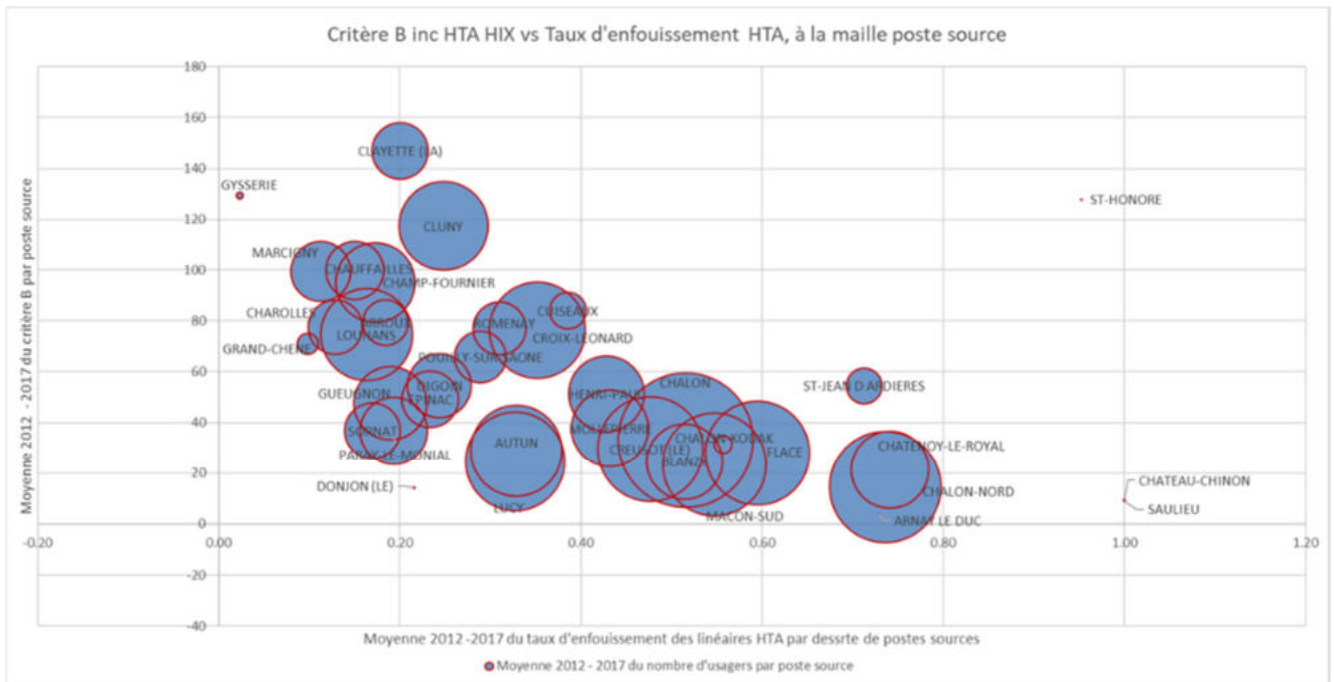
Ce niveau de critère B est relativement faible et n'augmente pas : l'amélioration de la structure et réactivité des réseaux ainsi que le renouvellement d'ouvrages sensibles contribuera à une baisse en tendance du critère B filtré lors des prochains exercices. La sécurisation face aux aléas climatiques doit limiter les effets des épisodes climatiques qui dégradent fortement le temps de coupure.



Source : Enedis - fichier ETINC\_18a « Interruptions longues HTA et amont »







Source : Enedis - fichier ETINC\_18a « Interruptions longues HTA et amont » et autres fichiers

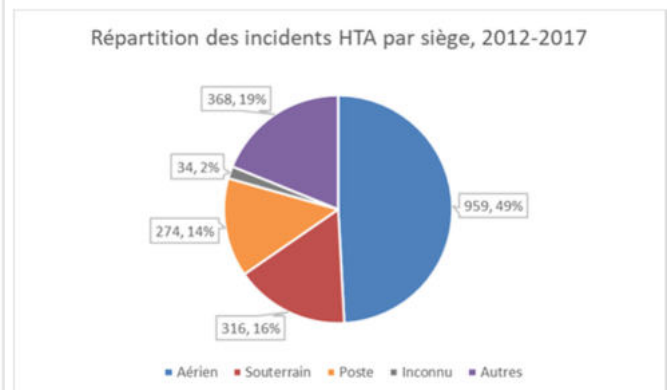
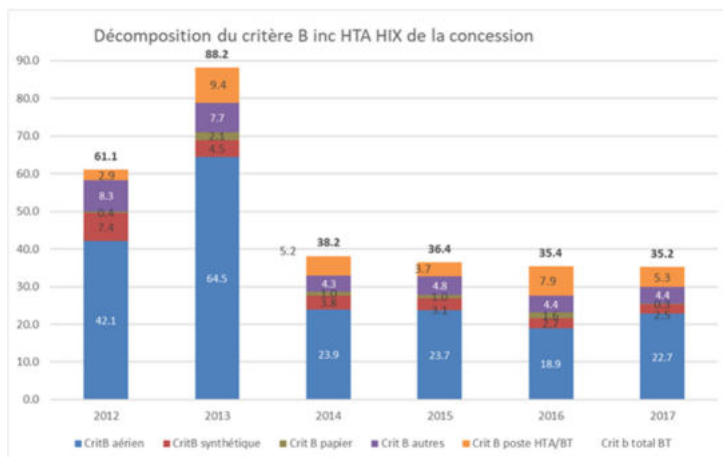
### 2.3.2. Analyse des incidents contribuant au critère B

#### Décomposition du critère B : temps moyen de coupure des incidents HTA

Sur la période 2012 - 2017, les réseaux HTA aériens ont contribué à 67% du temps de coupure sur incidents HTA (taux d'enfouissement HTA = 32%).

Sur la période 2012 - 2017 :

- les réseaux aériens sont le siège de 49% des incidents ;
- les réseaux souterrains de 16% des incidents ;
- et les postes sont le siège de 14% des incidents sur la période.



Source : Enedis - fichier ETINC\_18a « Interruptions longues HTA et amont » et autres fichiers

#### Décomposition du critère B : temps moyen de coupure des incidents BT

Sur la période 2012 - 2017, les linéaires aériens nus ont contribué à 29% du temps de coupure sur incidents BT alors qu'ils ne représentaient que 7% du linéaire BT total en moyenne sur cette même période.

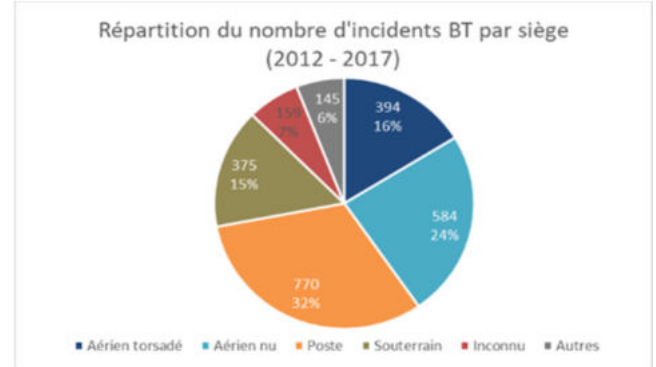
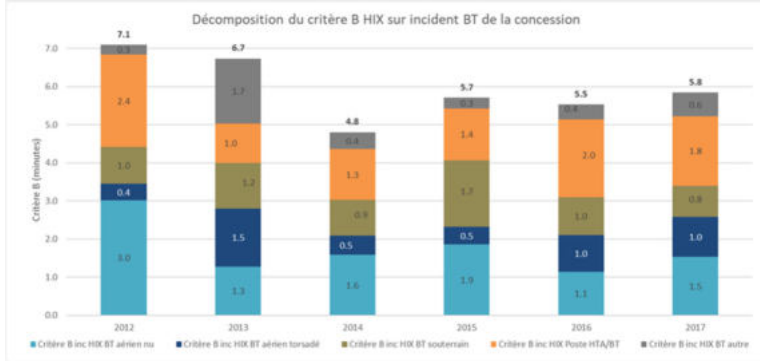
Les postes HTA-BT sont le deuxième siège qui ont contribué le plus au critère B avec 28% du temps de coupure de 2012 à 2017.

Sur cette même période, les réseaux BT souterrains et aériens torsadés ont respectivement contribué à 19% et 14%.

Sur la période 2013 – 2017 ?? :

- les postes HTA/BT sont le siège de 32% des incidents BT ;
- les réseaux BT aériens nus de 24% ;
- les réseaux BT aériens torsadés de 16% ;
- les réseaux souterrains de 15% des incidents ;
- et inconnus ou autres (13%)

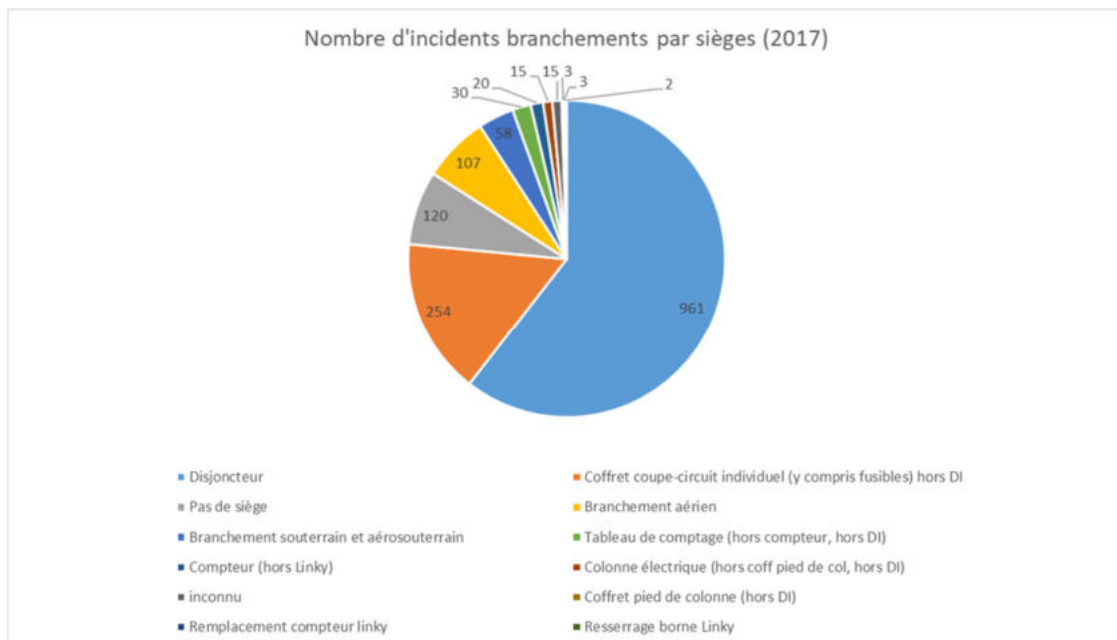
Cependant il est à souligner que les incidents BT sont à l'origine de moins de 10 % du critère B total (Incidents HTA : 60 %)



Source : Enedis - fichier ETINC\_28 « Interruptions longues BT » et autres fichiers

### 2.3.3. Analyse des incidents sur branchement

Enedis ne comptabilise pas les incidents branchements dans le critère B total, néanmoins la part de ces incidents dans le critère B est de l'ordre de 0,77 minutes sur l'année 2017. En 2017, 1 530 incidents branchements ont été observés soit un taux de 0,45 % des 338 000 points de livraison. En 2017, le principal siège des incidents branchements est le disjoncteur (61% des incidents). Et le coffret coupe-circuit individuel est le deuxième siège du plus grand nombre d'incidents branchements (16% des incidents).



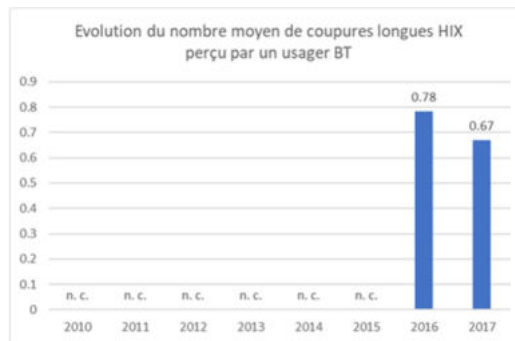
Source : Enedis - fichier ETINC\_38 « Interruptions longues branchements BT »

## 2.4. Fréquence de Coupures perçues par usager BT

Si le nombre moyen de coupures longues a légèrement diminué en 2017 par rapport à 2016, les nombres de coupures brèves et très brèves ont fortement augmenté en 2017 par rapport à 2016. Ces fortes progressions et le niveau relativement élevé de coupures constatées en 2017 nécessitent une analyse explicative de la part du concessionnaire.

### 2.4.1. Fréquence de Coupures Longues (CL)

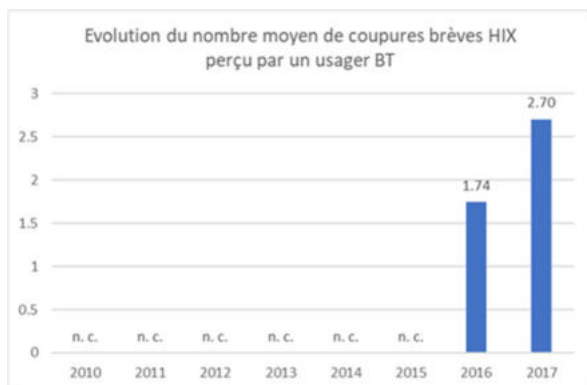
Le graphique ci-dessous montre le nombre moyen de coupures longues HIX perçu par les usagers BT sur les années 2016 et 2017 sur la concession (données antérieures non communiquées).



Source : Enedis - fichier ETINC\_05a « Synthèse des éléments de continuité de fourniture »

### 2.4.2. Fréquence de Coupures Brèves (CB)

Le graphique ci-dessous montre le nombre moyen de coupures brèves HIX perçu par les usagers BT sur les années 2016 et 2017 sur la concession (données antérieures non communiquées). 11 départements ont eu des CB sur la période 2012 – 2017.

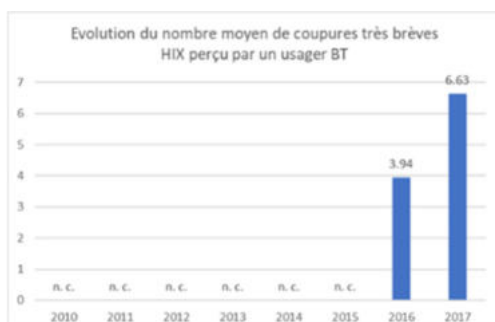


Exercice	Poste Source	Départ HTA	Nombre de CB
2013	CHAMP-FOURNIER	GERMAI	150
2014	LOUHANS	USUGE	100
2013	CLUNY	MILLY	77
2017	GUEUGNON	MONTMO	67
2013	CHAUFFAILLES	S.CLEM	48
2017	SORNAT	GARNAT	34
2013	CHAMP-FOURNIER	DIDIER	31
2017	CHAUFFAILLES	LAVAL	31
2012	LUCY	POUILL	30
2013	LOUHANS	ST CRO	30
2014	LOUHANS	SORNAY	30

Source : Enedis - fichier ETINC\_05a « Synthèse des éléments de continuité de fourniture »

### 2.4.3. Fréquence de Coupures Très Brèves (CTB)

Le graphique ci-dessous montre le nombre moyen de coupures brèves HIX perçu par les usagers BT sur les années 2016 et 2017 sur la concession (données antérieures non communiquées). 57 départements ont eu des CTB sur la période 2012 – 2017.



Exercice	Poste Source	Départ HTA	Nombre de CTB
2017	GUEUGNON	MONTMO	78
2017	MACON-SUD	PRISSE	52
2017	SORNAT	GARNAT	50
2017	CHAMP-FOURNI	BONNET	49
2017	HENRI-PAUL	REULET	37
2017	FLACE	CHEVAG	37
2017	SORNAT	VITRY	35
2017	CHAUFFAILLES	CHASSI	34
2017	GUEUGNON	GRURY	33
2017	LUCY	POUILL	33
2017	FLACE	SENOZA	31
2017	MACON-SUD	CHAI	31

Source : Enedis - fichier ETINC\_05a « Synthèse des éléments de continuité de fourniture »

### 2.4.4. Indicateur de qualité de fourniture (HIX)

Les cartes ci-dessous présentent les niveaux de l'indicateur de qualité de fourniture (HIX) de chaque commune en 2016 et 2017. Cet indicateur est élaboré en prenant en compte les coupures brèves, très brèves et longues.

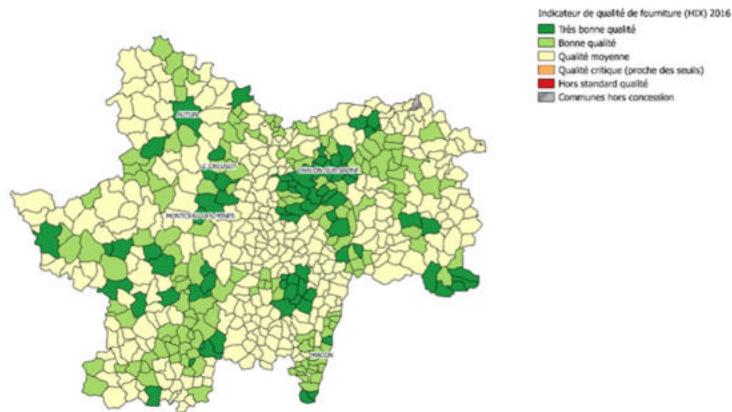
	Très bonne qualité	Bonne qualité	Qualité moyenne	Qualité critique	Hors standard qualité
Coupures longues	<1	1≤...<1,5	1,5≤...<3	3≤...≤6	Au moins supérieur à 1 des seuils (6, 30, 70)
Coupures brèves	<2	2≤...<5	5≤...<18	18≤...≤30	
Coupures très brèves	<4	4≤...<10	10≤...<30	30≤...≤70	

172 communes ont un indicateur de qualité de fourniture de bonne ou de très bonne qualité en 2017, soit 63 de moins qu'en 2016. Ceci représente une baisse importante de 27%.

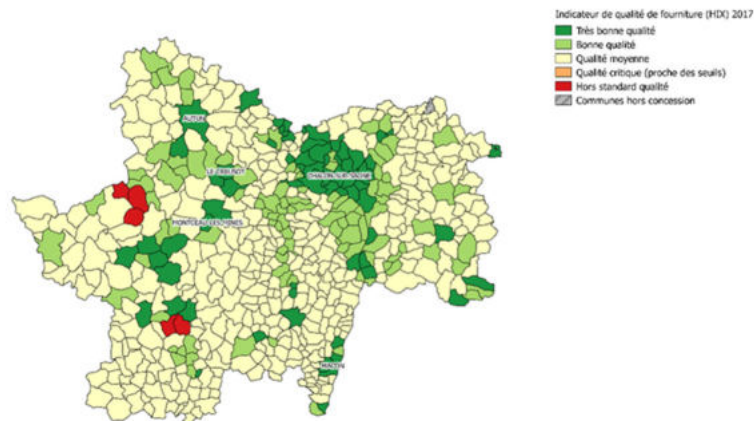
395 communes ont eu un indicateur de qualité de fourniture moyen en 2017 contre 337 en 2016.

**Cinq communes ont été en dehors des standards de qualité en 2017 sur la concession alors qu'il n'y en a eu aucune en 2016. Il s'agit des communes de Changy, Montmort, Cuzy, Sainte-Radegonde et Lugny-les-Charolles.**

Indicateur de qualité de fourniture HIX 2016



Indicateur de qualité de fourniture HIX 2017



Source : Enedis - fichier ETINC\_07, ETINC\_18a et ETRES\_06

**Continuité de tension au sens du décret qualité – source Enedis**

Les seuils au-delà desquels un client est considéré comme mal alimenté au sens du décret du 24/12/2017 sont :

- Nombre de coupures longues (> 3 minutes) : plus de 6 par an.
- Nombre de coupures brèves (≥ 1 seconde et ≤ 3 minutes) : plus de 35 par an.
- Plus de 13h de coupure cumulée.

<i>Synthèse : Clients en dépassement</i>	2013	2014	2015	2016	2017
Nb de clients BT et HTA en dépassement	14 526	5 532	2 595	4 633	3 988
	4,4%	1,7%	0,8%	1,4%	1,2%
Nombre de communes concernées	135	82	59	64	83
	23,6%	14,3%	10,3%	11,2%	14,5%

<i>Coupures brèves</i>	2013	2014	2015	2016	2017
Nb de clients BT et HTA au dessus des seuils CB	3 445	2 295	107	0	421
	1,0%	0,7%	0,0%	0,0%	0,1%
Nombre de communes concernées	15	16	3	0	7
	2,6%	2,8%	0,5%	0,0%	1,2%

<i>Coupures Longues</i>	2013	2014	2015	2016	2017
Nb de clients BT et HTA au dessus des seuils CL	4 851	0	60	1	0
	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Nombre de communes concernées	37	0	3	1	0
	6,5%	0,0%	0,5%	0,2%	0,0%

<i>Durée de coupures longues</i>	2013	2014	2015	2016	2017
Nb de clients BT et HTA au dessus des seuils en durée cumulée	9 168	3 343	2 428	4 632	3 589
	2,8%	1,0%	0,7%	1,4%	1,1%
Nombre de communes concernées	109	72	54	63	80
	19,1%	12,6%	9,4%	11,0%	14,0%

Source : Enedis

### 3. Analyse technique du réseau

#### 3.1. Fiabilité des ouvrages

##### 3.1.1. Fiabilité des ouvrages HTA

L'analyse des sièges et des causes des incidents HTA illustre que **les réseaux aériens concentrent la majorité des incidents (49%) et la plus forte contribution au temps de coupure (67% soit 33 minutes du critère B HTA HIX)** sur le réseau HTA sur la période 2012 – 2017, toutes causes confondues.

La **défaillance des ouvrages représente 38% du nombre d'incidents et 27% du temps de coupure** (soit 13 minutes de critère B HTA HIX) de 2012 à 2017, alors que **les aléas climatiques sont à l'origine de 33% des incidents et 51% du temps de coupure** (25 minutes). Hormis les réseaux aériens, les parties HTA des postes concentrent 14% des incidents et 12% du temps de coupure (soit 6 minutes),

Répartition du nombre d'incidents HTA par siège et par cause 2012 - 2017		Siège									
		Aérien			Poste	Souterrain		Autres	Inconnu	Tous sièges confondus	
		Ligne	Accessoire	Support		CPI	Autres				Moyenne /an
C a u s e	Climatique	13.2%	7.1%	3.4%	1.9%	0.0%	0.6%	6.8%	0.0%	33.0%	107 incidents
	Défaillance des ouvrages	2.4%	8.7%	0.5%	9.7%	3.2%	8.8%	3.1%	1.4%	37.8%	123 incidents
	Tiers	3.3%	1.2%	1.9%	0.9%	0.4%	2.9%	0.4%	0.2%	11.1%	36 incidents
	Exploitation	3.6%	0.6%	0.2%	0.5%	0.0%	0.2%	0.8%	0.2%	6.0%	19 incidents
	Autres	0.7%	1.2%	0.2%	0.7%	0.0%	0.1%	0.4%	0.0%	3.2%	10 incidents
	Inconnue	0.4%	0.3%	0.4%	0.3%	0.0%	0.1%	7.4%	0.0%	8.9%	29 incidents
	Toutes causes confondues	23.6%	19.0%	6.6%	14.0%	3.6%	12.6%	18.9%	1.7%	99.9%	325 incidents
		77 incidents	62 incidents	21 incidents	46 incidents	12 incidents	41 incidents	61 incidents	6 incidents	325 incidents	

Répartition du NITI des incidents HTA par siège et par cause 2012 - 2017		Siège									
		Aérien			Poste	Souterrain		Autres	Inconnu	Tous sièges confondus	
		Ligne	Accessoire	Support		CPI	Autres				Moyenne /an
C a u s e	Climatique	26.9%	10.4%	6.1%	2.0%	0.0%	0.5%	4.9%	0.0%	50.7%	24.9 min
	Défaillance des ouvrages	2.5%	7.0%	0.4%	6.9%	2.0%	5.7%	1.5%	1.1%	27.0%	13.3 min
	Tiers	2.2%	1.5%	1.6%	0.3%	0.2%	1.7%	0.1%	0.1%	7.7%	3.8 min
	Exploitation	4.5%	0.8%	0.2%	0.5%	0.0%	0.0%	0.5%	0.1%	6.6%	3.3 min
	Autres	0.6%	1.2%	0.2%	1.8%	0.0%	0.1%	0.5%	0.0%	4.4%	2.2 min
	Inconnue	0.2%	0.2%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	2.9%	0.0%	3.5%	1.7 min
	Toutes causes confondues	36.8%	21.0%	8.6%	11.7%	2.2%	8.1%	10.3%	1.3%	100.0%	49.1 min
		18.1 min	10.3 min	4.2 min	5.8 min	1.1 min	4.0 min	5.0 min	0.6 min	49.1 min	

Source : Enedis - fichier ETINC\_18a « Interruptions longues HTA et amont » et autres fichiers

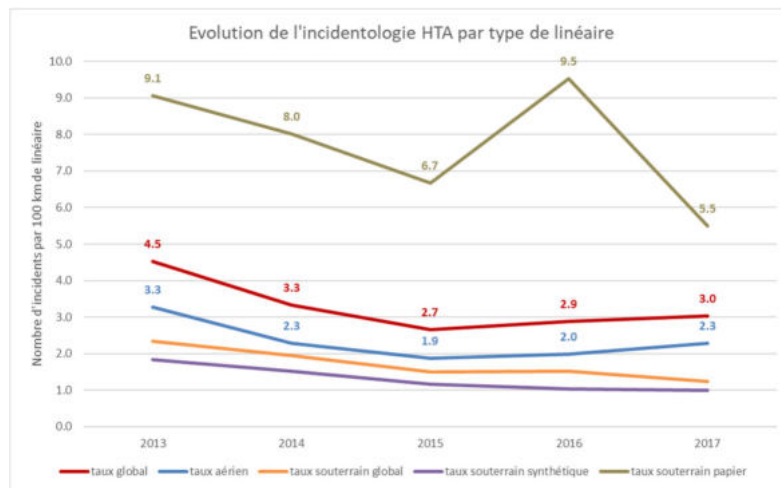
### Taux d'incidents aux 100 km par types de linéaires HTA

Le **taux d'incidentologie des réseaux souterrains à isolation papier est plus fort que ceux des autres types de linéaires**, mais reste extrêmement volatil du fait de la relative faible quantité de linéaire (164 km).

Le taux d'incidents global s'établit à 3,0 incidents en moyenne par an aux 100 km depuis 2014 alors qu'il était à 4,5 en 2013. Il faut noter que le taux d'incident global suit la même tendance que le taux aérien (68% des linéaires HTA).

Le taux d'incident aérien est en légère progression continue depuis 2015 pour atteindre 2,3 incidents en 2017.

D'ailleurs l'analyse sur les interruptions longues HTA et Amont subies par les **réseaux souterrains** montrent que **les travaux de tiers sont la première cause d'incidents et coupent un très grand nombre de clients comparativement aux autres types d'incidents**. Il est donc nécessaire de mettre en lumière les raisons de ces incidents et notamment de s'attacher à une meilleure application par les entreprises de la réforme anti-endommagement



Source : Enedis - fichier ETINC\_18a « Interruptions longues HTA et amont » et autres fichiers

Causes des interruptions longues HTA et Amont	Plein câble papier		Plein câble synthétique	
	Nombre d'incidents	Nombre de clients coupés	Nombre d'incidents	Nombre de clients coupés
Autres travaux de tiers (arrachages, ...)	3	1654	8	4240
Usure naturelle	3	176	5	929
Travaux de tiers - Elagage ou abattage			1	342
Dépassement de capacités électriques	1	45		
Fausse manoeuvre			1	35
<b>Total</b>	<b>7</b>	<b>1875</b>	<b>15</b>	<b>5546</b>

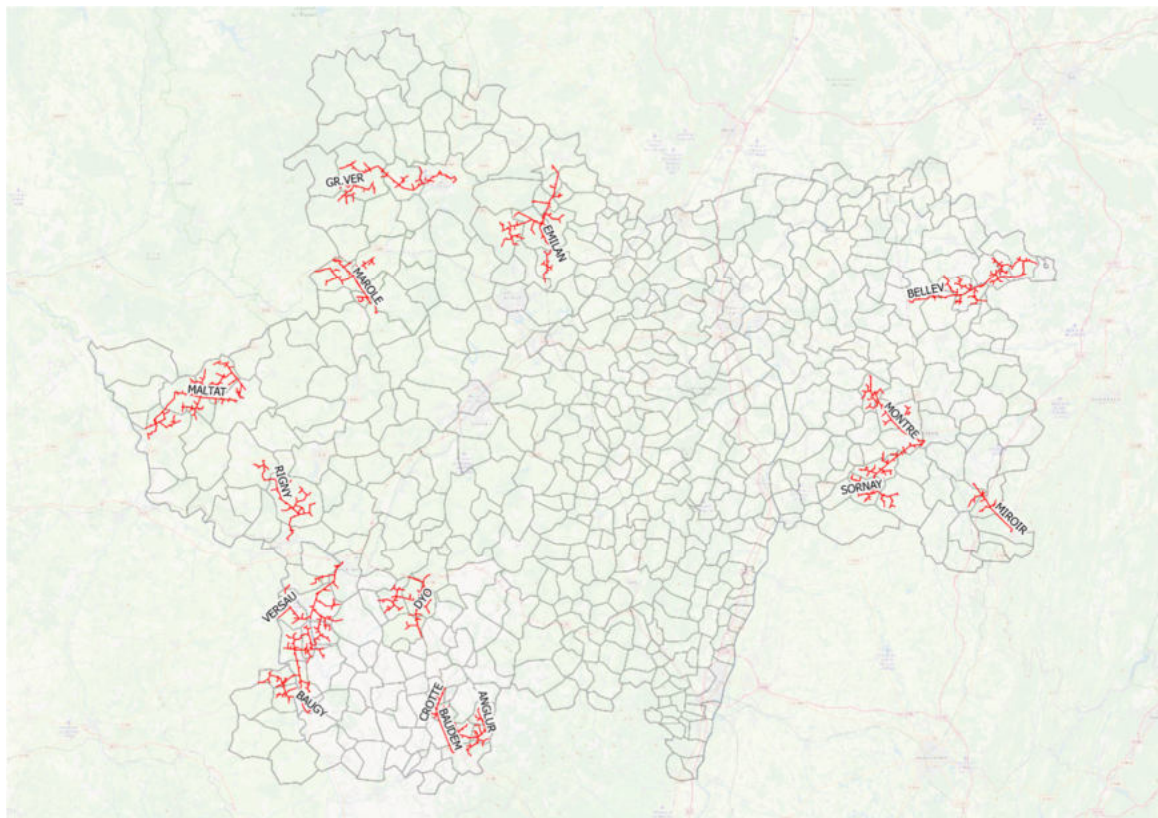


### Répartition des départements les plus contributeurs au critère B

Classement	depart hta	Poste Source	Crit B inc HTA HX en minutes (2017)	Crit B inc HTA HX en minutes (2016)	Crit B inc HTA HX en minutes (2015)	Crit B inc HTA HX en minutes (2014)	Crit B inc HTA HX en minutes (2013)	Somme Crit B en minutes (2013 - 2017)	Moyenne Crit B en minutes (2013 - 2017)	Nb usagers BT desservis (2017)	Nbre inc HTA HX (2013 - 2017)	Taux d'incidents HTA annuel /100 km (moyenne 2013 - 2017)	Nb de CB / an (2013 - 2017)	Nb de CTB / an (2013 - 2017)	Nb d'OMT du départ	Linéaire total (en km)	% aérien 2017	Dont faible section 2017 (en mètres)	Dont CPI (en m)
1	BAUDEM	CHAUFFAILLES	861	-	-	-	-	861	172	43	1	2.63	-	1	1	7.6	85%	-	-
2	MAROLE	ARROUX	669	-	141	-	37	847	169	688	7	1.59	3	5	6	88.2	81%	-	-
3	RIGNY	DIGOIN	576	-	54	39	216	884	177	569	11	5.22	1	5	2	42.1	88%	-	-
4	ANGLUR	CHAUFFAILLES	456	77	-	59	67	659	132	523	5	2.65	4	4	4	37.8	87%	-	-
5	CROTTE	CLAYETTE (LA)	414	65	-	-	236	1162	232	260	10	14.34	1	1	5	13.9	81%	-	28
6	SORNAY	LOUHANS	349	370	4	-	118	956	191	987	12	4.26	9	9	3	56.3	94%	-	-
7	MONTRE	LOUHANS	309	-	67	-	-	376	75	1153	3	1.41	1	4	3	42.6	91%	-	-
8	EMILAN	EPINAC	290	-	75	-	41	406	81	943	7	2.15	3	9	5	65.1	85%	-	-
9	DVO	CHAROLLES	284	16	51	-	408	760	152	553	12	4.98	3	6	6	48.2	93%	-	-
10	MALTAT	SORNAT	279	17	65	18	-	378	76	558	6	1.50	3	13	8	79.9	85%	-	-
11	GR.VER	AUTUN	277	125	144	293	82	921	184	703	14	4.48	6	8	3	62.5	85%	-	5
12	MIROIR	CUSEAUX	263	55	37	-	69	422	84	292	5	4.39	0	-	1	22.8	48%	76	-
13	VERSAU	PARAY-LE-MONIAL	234	55	32	79	183	583	117	710	9	3.04	2	7	5	59.1	94%	-	65
14	BELLEV	CHAMP-FOURNIER	207	73	188	257	143	868	174	932	19	5.28	7	14	6	72.0	90%	-	-
15	BAUGY	MARCIGNY	204	120	33	5	12	375	75	822	10	2.90	3	24	7	69.0	82%	-	41

Source : Enedis - fichier ETINC\_18a « Interruptions longues HTA et amont » et autres fichiers

### Localisation des 15 départements HTA membres du Top 15 (2017)

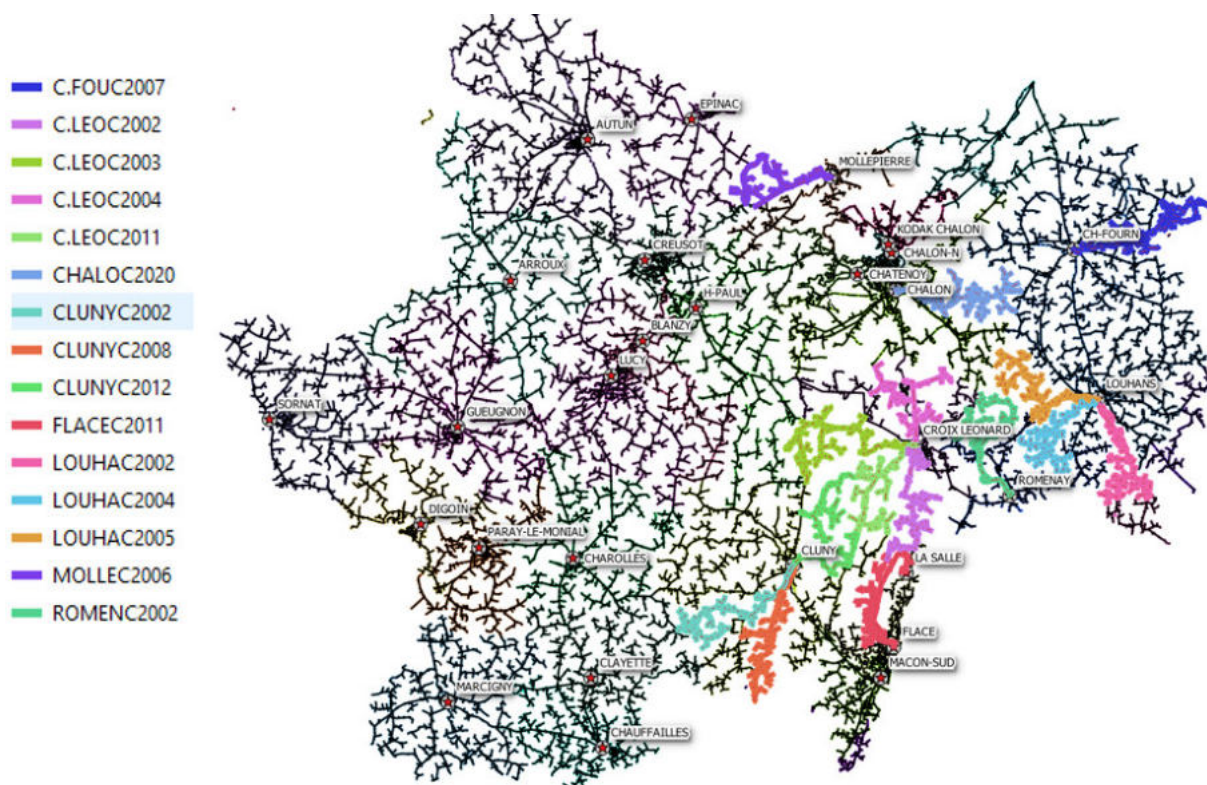


La démarche TOP 15 : Enedis définit les départements HTA les plus contributeurs au critère B ; ils sont classés selon leur critère B ( hors incidents RTE, BT et hors travaux ) moyen corrigé ( sans l'année mini et l'année maxi ) sur une période de 5 ans.

Liste des 15 départs HTA les plus contributeurs au critère B à fin 2017:

Code GDO	DEPART	Moyenne corrigée du B inc hta (après retrait des deux valeurs extrêmes) sur la période 2013-2017	Durée localisation moyenne 2014 à 2017	Somme des incidents 2013-2017
C.LEOC2004	BOYER	0,957	259,8	9
MOLLEC2006	CHASSEY	0,875	154,2	11
C.LEOC2011	OZENAY	0,741	105,2	13
CHALOC2020	ST CHRISTOPHE	0,697	238,5	13
LOUHAC2002	STE CROIX	0,590	134,9	12
CLUNYC2008	TRAMAYES	0,581	154,0	14
ROMENC2002	HUILLY	0,558	281,9	15
LOUHAC2004	SORNAY	0,570	165,2	12
CLUNYC2012	DONZY	0,556	309,3	10
LOUHAC2005	BANTANGES	0,548	76,5	12
FLACEC2011	LAIZE	0,541	202,6	13
CLUNYC2002	CLERMAIN	0,540	120,4	8
C.FOUC2007	BELLEVESVRE	0,531	256,0	20
C.LEOC2002	UCHIZY	0,516	215,5	12
C.LEOC2003	SERCY	0,508	126,4	11

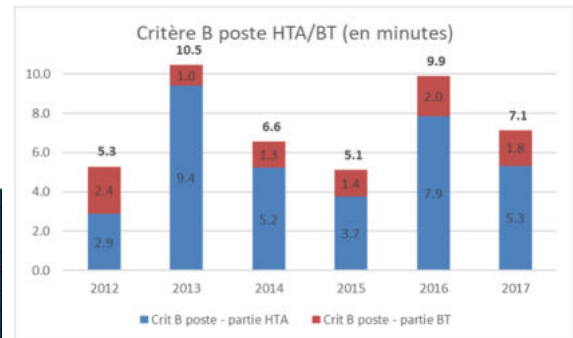
Localisation géographique de ces départs :



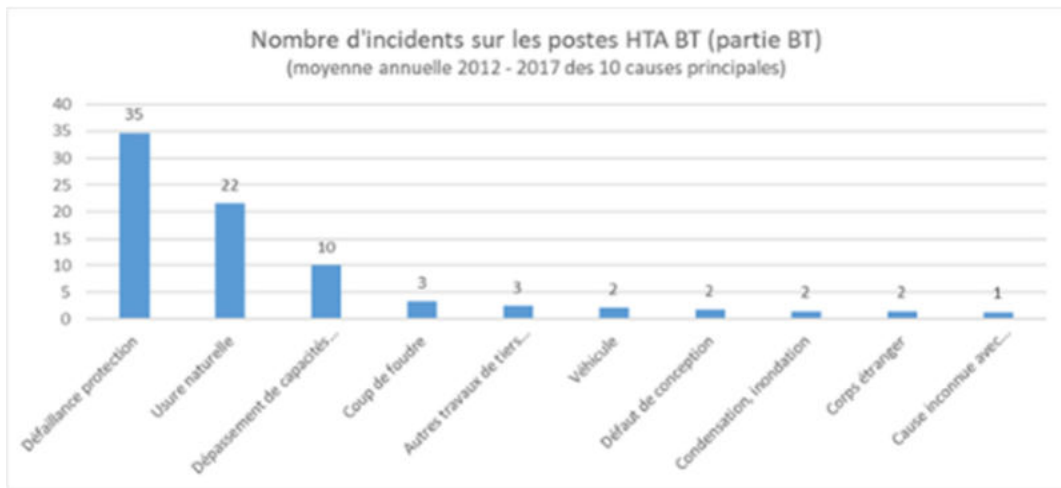
### 3.1.2. Fiabilité des postes HTA/BT

Le critère B lié aux incidents sur les postes HTA/BT est relativement important, notamment en 2013 et 2016.  
 L'analyse des sièges et des causes des incidents sur les postes HTA/BT illustre que **la partie BT des postes HTA/BT regroupe la majorité des incidents (60%)** mais n'est à l'origine que de 13% du temps de coupures sur incidents des postes HTA/BT (1,0 minutes de critère B sur incidents HIX).  
 Les transformateurs HTA/BT regroupent 31% des incidents et la majorité du temps de coupure sur les postes HTA/BT (50%).  
 Quant à la partie HTA des postes, ce siège rassemble 7,5% des incidents et 20% du temps de coupure (soit 1,5 minutes).  
 Les défaillances d'ouvrages sont à l'origine de 71% des incidents et de 59% du temps de coupure des incidents HIX (soit 4,4 minutes) sur les postes et pourraient potentiellement être anticipées par des programmes de maintenances préventifs.

Répartition du nombre d'incidents sur postes HTA/BT par siège et par cause 2012-2017		Siège				Tous sièges confondus	
		armoire de coupure	poste HTA/BT: partie BT	poste HTA/BT: partie HTA	Transformateur HTA/BT		
C a u s e	Climatique	0.1%	5.0%	0.9%	5.8%	11.8%	21 incidents
	Défaillance des ouvrages	0.9%	45.0%	4.6%	20.5%	71.0%	124 incidents
	Tiers	0.2%	4.6%	0.8%	1.8%	7.4%	13 incidents
	Exploitation	0.2%	0.7%	0.4%	1.1%	2.4%	4 incidents
	Autres	0.5%	1.3%	0.5%	0.6%	2.9%	5 incidents
	Inconnue	0.0%	3.4%	0.4%	0.8%	4.6%	8 incidents
	Toutes causes confondues	1.8%	60.1%	7.5%	30.7%	100.0%	174 incidents
		3 incidents	105 incidents	13 incidents	53 incidents		174 incidents



Répartition du NIT des incidents sur postes HTA/BT par siège et par cause 2012-2017		Siège				Tous sièges confondus	
		armoire de coupure	poste HTA/BT: partie BT	poste HTA/BT: partie HTA	Transformateur HTA/BT		
C a u s e	Climatique	0.1%	1.6%	2.9%	12.0%	16.6%	1.2 min
	Défaillance des ouvrages	5.8%	9.3%	13.2%	30.8%	59.2%	4.4 min
	Tiers	0.0%	1.3%	1.0%	3.5%	5.7%	0.4 min
	Exploitation	0.0%	0.2%	2.4%	1.5%	4.2%	0.3 min
	Autres	11.4%	0.3%	0.3%	0.9%	12.9%	1.0 min
	Inconnue	0.0%	0.6%	0.1%	0.8%	1.5%	0.1 min
	Toutes causes confondues	17.4%	13.2%	19.9%	49.5%	100.0%	7.4 min
		1.3 min	1.0 min	1.5 min	3.7 min		7.4 min



Source : Enedis - fichier ETINC\_18a et ETINC 28 et autres fichiers

Enedis indique qu'elle met en œuvre un programme ciblé de renouvellement des tableaux HTA. Enedis précise également que le nombre des incidents BT dont le siège est le poste, est surestimé du fait des modalités de collecte des incidents. En effet le siège « poste » est attribué par convention aux incidents sans siège et sans cause identifiés.  
 Exemple : Un incident plein réseau BT traité par simple changement de fusible est collecté en siège « poste » parce que l'origine du défaut n'a pu être identifiée.

### 3.1.3. Fiabilité des ouvrages BT

L'analyse des sièges et des causes des incidents BT illustre que **les postes HTA/BT et les réseaux aériens nus concentrent respectivement 29% et 28% des incidents et les plus fortes contributions au temps de coupure** (28% et 29%, soit 1,7 minutes de critère B sur incidents BT HIX et 1,7 minute de critère B sur incidents BT HIX) sur la période 2012 – 2017, toutes causes confondues.

Les réseaux souterrains et aériens torsadés concentrent eux respectivement 14% et 17% du nombre d'incidents et 19% (soit 1,1 minutes de critère B sur incidents BT HIX) et 14% (soit 0,9 minutes de critère B sur incidents BT HIX) du temps de coupure.

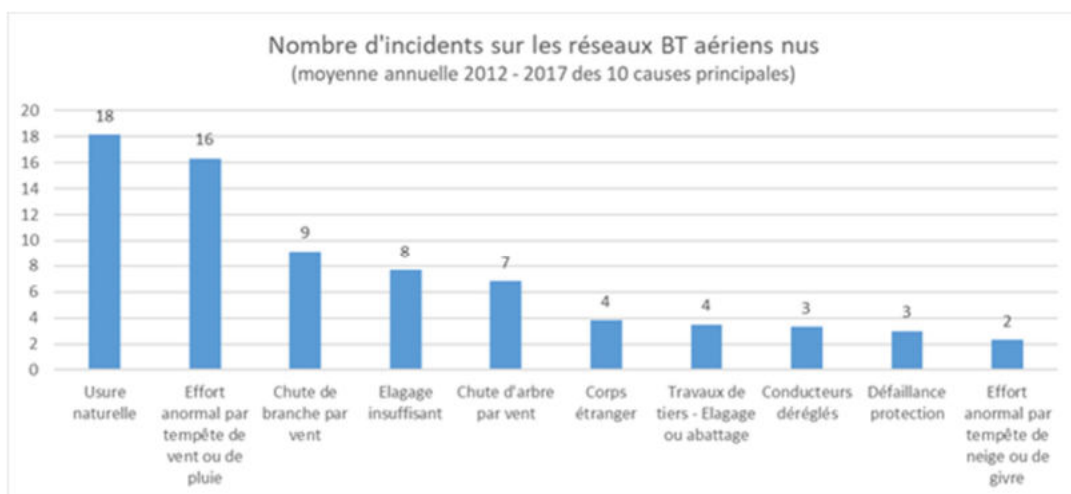
La défaillance des ouvrages représente 46% du nombre d'incidents et 43% (soit 2,5 minutes) du temps de coupure de 2012 à 2017.

L'usure naturelle traduit un vieillissement des ouvrages et donc potentiellement un manque de renouvellement.

La défaillance de protection et le dépassement de capacité électrique des postes HTA/BT, respectivement première et troisième cause la plus fréquente sur la partie BT des postes, pourraient potentiellement être anticipée.

Répartition du nombre d'incidents BT par siège et par cause 2012-2017		Siège						Tous sièges confondus	
		Aérien nu	Aérien torsadé	Poste	Souterrain	Autres	Inconnu		
C a u s e	Climatique	10.5%	5.4%	3.2%	0.6%	0.5%	0.7%	20.9%	92 incidents
	Défaillance des ouvrages	8.0%	4.4%	20.8%	8.1%	3.0%	2.2%	46.4%	205 incidents
	Tiers	4.3%	3.9%	2.3%	4.3%	0.8%	0.3%	15.9%	70 incidents
	Exploitation	2.7%	2.9%	0.6%	0.1%	0.1%	0.0%	6.3%	28 incidents
	Autres	0.8%	0.1%	0.6%	0.2%	0.1%	0.3%	2.2%	10 incidents
	Inconnue	1.6%	0.7%	1.6%	0.9%	1.0%	2.5%	8.2%	36 incidents
	Toutes causes confondues	27.9%	17.4%	29.1%	14.2%	5.5%	6.0%	100.0%	442 incidents
		123 incidents	77 incidents	128 incidents	63 incidents	24 incidents	27 incidents	442 incidents	

Répartition du NITi des incidents BT par siège et par cause 2012-2017		Siège						Tous sièges confondus	
		Aérien nu	Aérien torsadé	Poste	Souterrain	Autres	Inconnu		
C a u s e	Climatique	12.6%	7.5%	4.0%	0.5%	0.1%	0.4%	25.2%	1.5 min
	Défaillance des ouvrages	7.3%	3.0%	16.7%	12.0%	2.1%	1.5%	42.6%	2.5 min
	Tiers	4.6%	2.0%	4.5%	4.4%	0.9%	0.5%	16.8%	1.0 min
	Exploitation	1.7%	1.3%	1.1%	0.0%	0.1%	0.0%	4.3%	0.3 min
	Autres	0.8%	0.0%	0.8%	0.3%	0.1%	0.5%	2.5%	0.1 min
	Inconnue	1.6%	0.6%	0.8%	1.5%	0.4%	3.8%	8.6%	0.5 min
	Toutes causes confondues	28.6%	14.4%	28.0%	18.7%	3.7%	6.7%	100.0%	6.0 min
		1.7 min	0.9 min	1.7 min	1.1 min	0.2 min	0.4 min	6.0 min	



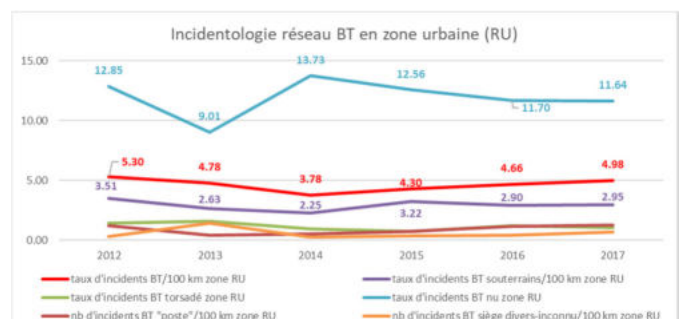
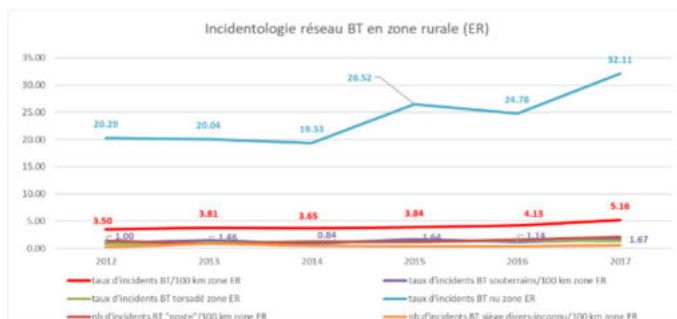
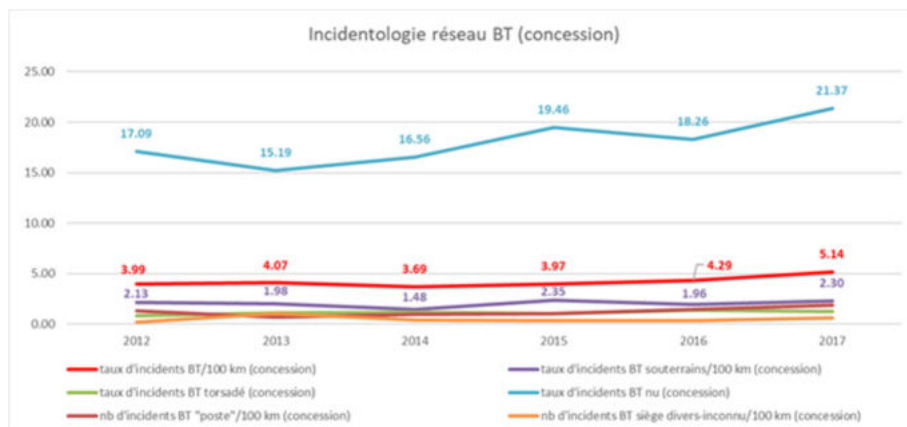
Source : Enedis - fichier ETINC\_28 « Interruptions longues BT » et autres fichiers

### Taux d'incidents aux 100 km par types de linéaires BT

Le taux d'incidents global a augmenté par rapport à 2016 pour atteindre 5,14 incidents pour 100 km de réseaux en 2017, et reste comparable entre les réseaux en zone rurale et ceux en régime urbain. **Les réseaux BT aériens nus présentent un taux d'incidents aux 100 km plus de dix fois plus élevé par rapport aux autres types de linéaires.**

Le graphique suivant montre une tendance haussière de l'incidentologie des réseaux aériens nus sur la période 2013 - 2017. Le taux d'incidentologie sur réseau BT aérien nu est trois fois supérieur en zone rurale par rapport aux linéaires en régime urbaine.

A contrario, le taux d'incidents sur réseau BT souterrain a tendance à être plus élevé en zone urbaine.



Source : Enedis - fichier ETINC\_28 « Interruptions longues BT » et autres fichiers

### 3.2. Réactivité du réseau HTA

La réactivité du réseau HTA est assurée par des organes de manœuvre télécommandés (OMT) ou manuels permettant de modifier les schémas d'alimentation et de réalimenter des clients après incident. Les OMT, pilotés par l'agence de conduite régionale, sont déployés par le concessionnaire afin de limiter la taille des poches de clients entre deux OMT.

Le tableau ci-dessous montre le nombre d'OMT installés sur la concession, avec le nombre des départs non équipés d'OMT.

	2017	2016
Nombre d'OMT	1413	1408
Nombre de départs HTA	328	327
Nombre de départs non équipés d'OMT	14	14

En moyenne en 2017, le taux d'OMT/départs est de 4,31 OMT (inférieur de 0,29 OMT à la moyenne constatée sur un panel de concessions comparables) et en médiane il est de 4 OMT/ départs.

14 départs sont non équipés d'OMT en 2017, soit 4%. Ce ratio de 4% est inférieur de 6 points à la moyenne des proportions observées sur le panel de concessions comparables.

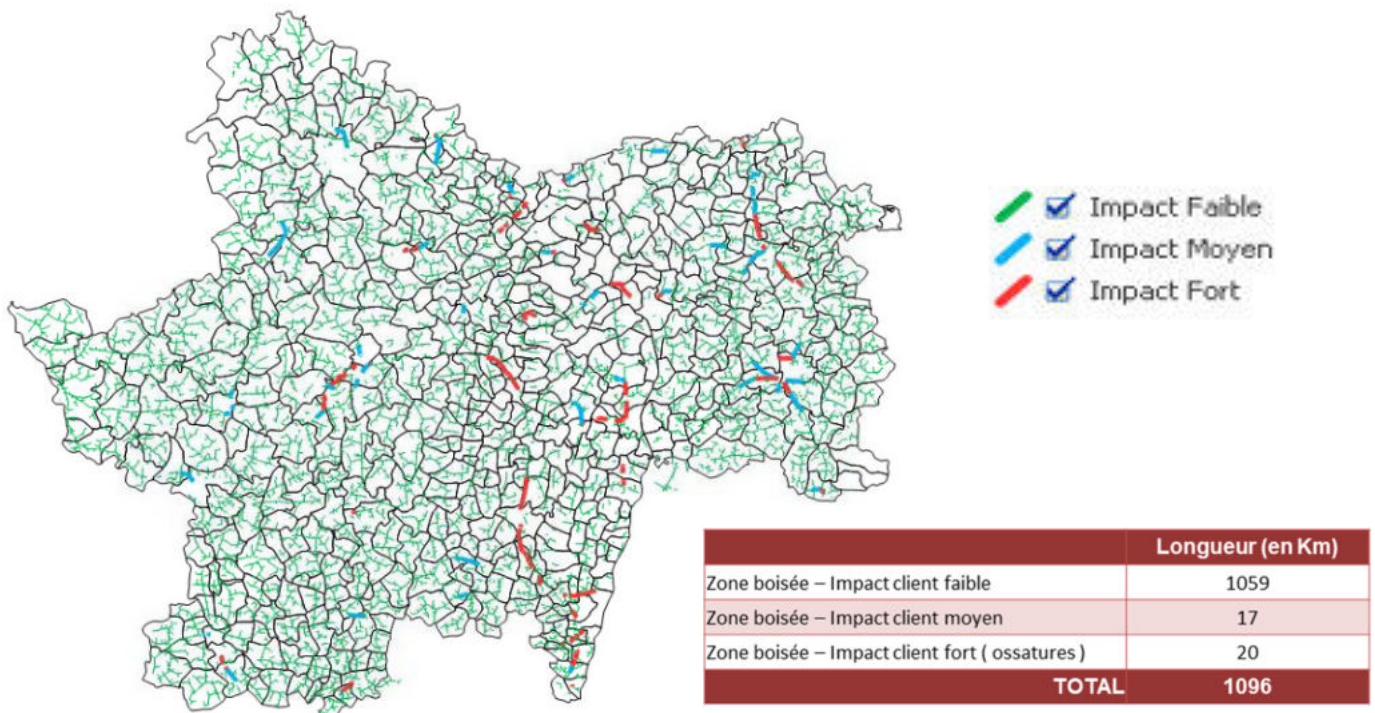
31 départs sont non équipés d'OMT en 2017.

### 3.3. Analyse des risques pouvant affecter le réseau

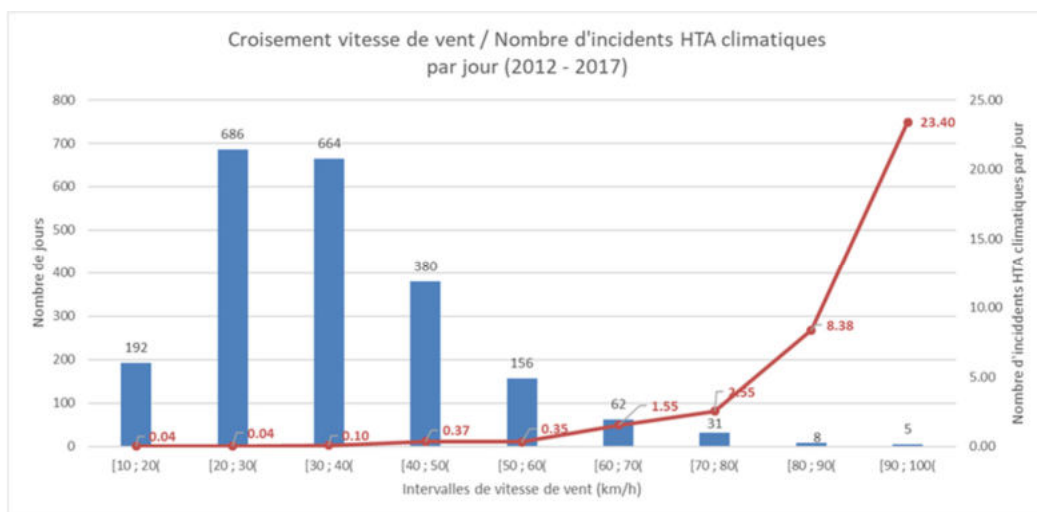
#### 3.3.1. Analyse technique du réseau vis-à-vis du risque climatique

Sur la Saône et Loire, seul le risque climatique « zone boisée » est présent.  
 L'impact client est évalué en tenant compte de la puissance en aval du tronçon.  
 Les zones à impact fort sont traitées en priorité.  
 Peu de tronçons à risque climatique d'impact fort et moyen.

Carte des réseaux aériens HTA à risque climatique



La concession est particulièrement exposée au vent avec 22% de journées ayant connu des rafales à 60 km/h ou plus entre 2011 et 2017.



jour	vent	rafales	nb_incidents_climatiques	Tempête	Type
29/04/2012	18.06	85.98		35	Vent
07/06/2012	14.32	69.68		15	Orages
21/08/2012	6.74	63.02		14	Orages
20/11/2013	17.84	46.7		38	Neige
21/11/2013	8.9	35.6		15	Neige
24/12/2013	41.48	95.98		29 DIRK	Vent
13/02/2014	20.66	90.82		17 TINI	Vent
16/09/2015	25.14	90.08		35 RusiKa	Vent
04/02/2017	21.8	94.68		9 Leiv	Vent
06/03/2017	22.02	92.18		27 Zeus	Vent

Source : Enedis - fichier ETINC\_18a « Interruptions longues HTA et amont » et autres fichiers

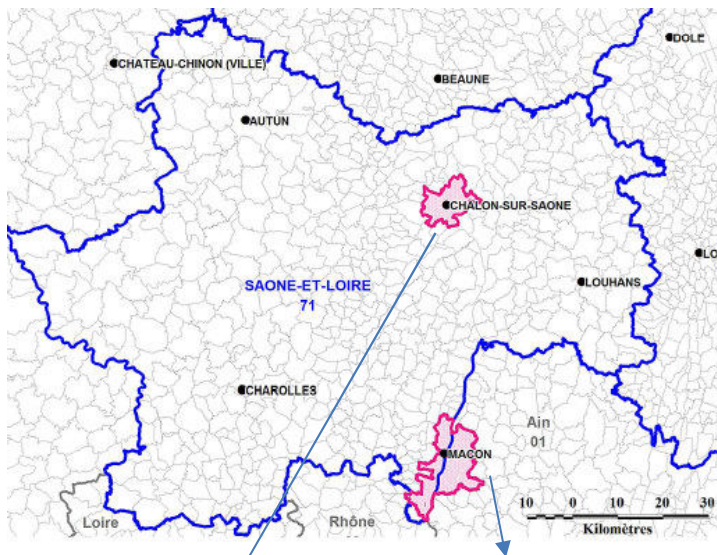
Or le taux d'incidents HTA climatique par jour augmente de manière exponentielle avec la vitesse des rafales. Et 88% des incidents climatiques HTA ont eu lieu au cours des jours avec des rafales supérieures à 60 km/h. Les réseaux sont particulièrement sensibles dès 80 km/h de vent, et les épisodes de tempête (>120km/h) affectent très fortement la concession, générant des temps de coupure très conséquents.

Ceci illustre la **nécessité de fiabiliser la résistance des réseaux HTA face à ces aléas climatiques très fréquents.**

### 3.3.2. Risques naturels

Sur la Saône et Loire, 2 « Territoires à Risque Inondation » <sup>(1)</sup> : aucun poste source concerné et 82 postes HTA/BT concernés.

#### Cartographie des risques inondations en Saône-et-Loire (source Enedis)



Zone de forte probabilité des crues			
	Impacté	Non impacté	Total général
Postes	32	546	578

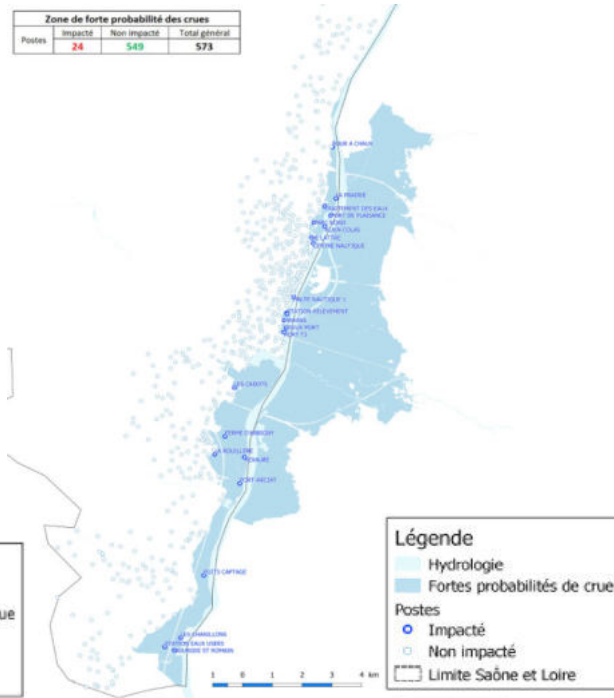
Zone de forte probabilité des crues			
Postes	Impacté	Non impacté	Total général
	24	549	573

<sup>1</sup> Niveau de risque pris en compte = crue de forte probabilité (aléa ayant une période de retour entre 10 et 30 ans)

Source = site DREAL BFC

<http://www.bourgogne-franche-comte.developpement-durable.gouv.fr/cartographie-des-risques-en-bourgogne-franche-r2400.html>





TRI du Chalonnais :

- Aucun poste source concerné
- 32 postes HTA/BT concernés

TRI du Mâconnais :

- Aucun poste source concerné
- 24 postes HTA/BT concernés

### 3.3.3. Sureté de l'alimentation des Zones Urbaines Denses

Postes sources situés en Zone Urbaine Dense (ZUD) en Saône et Loire : CHALON et CHALON NORD

Puissance ne pouvant être secourue : CHALON : 18MW ; CHALON NORD : 2MW

Taux de Puissance reprise par les télécommandes : CHALON : 54% ; CHALON NORD : 54%

La politique Enedis vise à sécuriser l'ensemble des postes sources ZUD à l'horizon 2025

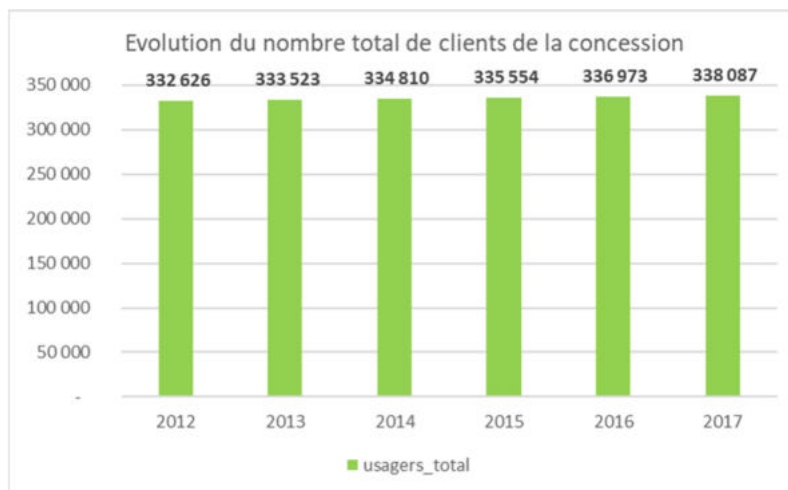


## 4. Prévisions de consommation, de production et orientations de développement

### 4.1. Evolution du nombre de clients et des consommations et productions

#### 4.1.1. Evolution du nombre de clients raccordés au réseau en soutirage

L'évolution du nombre de clients raccordés est en augmentation constante passant de 332 626 en 2012 pour s'établir à 338 087 en 2017 soit environ 2% d'augmentation sur les 6 dernières années.



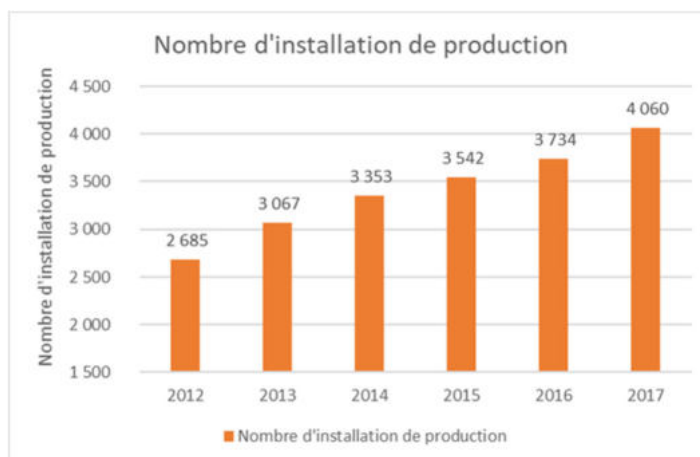
Source : Enedis - CRAC

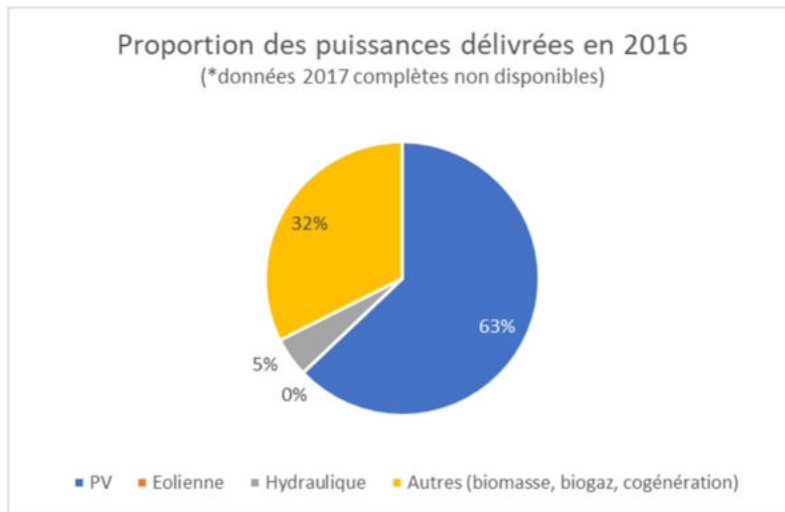
#### 4.1.2. Evolution du nombre de clients raccordés au réseau en injection

Sur la période 2012 - 2017 le nombre d'installation de production a fortement augmenté, de 51%.

En 2016, les installations photovoltaïques représentent 99,6% des installations totale mais seulement 63% des puissances délivrées.

Cette tendance va se poursuivre en cohérence avec les orientations des pouvoirs publics qui fixent à 32% la part de la production d'électricité nationale à partir des ENR à horizon 2030. Concernant les usages, l'arrivée du véhicule électrique et ses infrastructures de recharge va également modifier l'utilisation des réseaux électriques. Les modes d'exploitation des réseaux évolueront notamment avec l'avènement des smart grids.

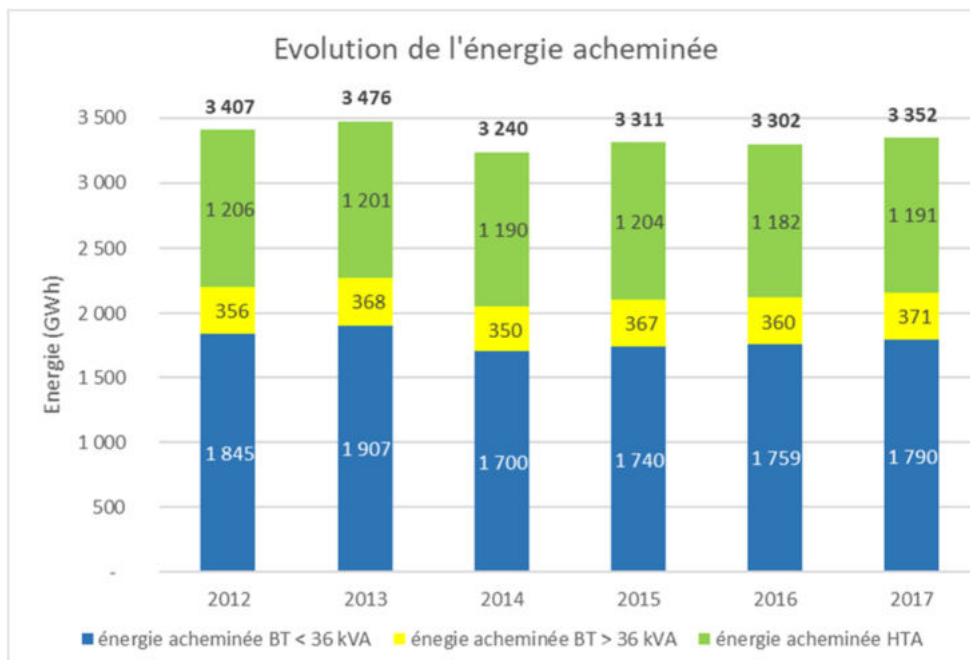




Source : Enedis - CRAC

#### 4.1.3. Analyse de l'évolution des consommations et des puissances appelées

L'évolution de l'énergie acheminée est relativement stable sur la période ce qui souligne que les consommations unitaires diminuent en tendance.



Source : Enedis - CRAC

#### 4.2. Potentiel de développement identifié sur le territoire

Pour comprendre les enjeux et se projeter dans l'avenir, le département de Saône-et-Loire avec une superficie de 8 575 km<sup>2</sup> se situe au 7<sup>ème</sup> rang des départements métropolitains par la taille. En 2018 il représente 18 % de la superficie de la région Bourgogne Franche-Comté (47 783 km<sup>2</sup>).

Depuis le 1er janvier 2017, la population de 555 788 habitants (population municipale estimée au 01/01/2017- source INSEE) est répartie en 19 établissements publics de coopération intercommunale (EPCI) contre 31 auparavant. Les deux-tiers des habitants de Saône-et-Loire résident dans l'espace sous influences des 19 villes moyennes dont la population est > 5 000 habitants.

Bien que plus d'un tiers des bourguignons habitent en Saône-et-Loire, les hypothèses d'évolution démographique militent raisonnablement pour une stagnation de la population à l'horizon 2050

Aussi les zones en développement se concentrent prioritairement dans les zones urbaines : le grand Chalon, la communauté urbaine Creusot-Montceau et l'axe nord-sud de Beaune à Macon. Ce tissu urbain que composent les villes moyennes, concentre la population et surtout l'emploi. Cela génère de nombreux déplacements domicile-travail qui doivent s'inscrire dans une politique adaptée de la mobilité

### 4.3. Analyse à la maille de la concession

#### 4.3.1. Développement des usages et contraintes de soutirage

La réalité géographique du territoire et sa forte structuration autour des villes urbaines, a conduit assez naturellement à concentrer l'attention du développement des structures électriques sur l'axe Nord-Sud du département (couloir Chalon-sur-Saône/Mâcon) et sur le pôle économique de la Communauté Urbaine du Creusot-Montceau tout en maintenant un haut niveau de qualité de la fourniture électrique sur l'ensemble du territoire ; 28 postes sources sont équitablement répartis sur le territoire. Dans le cadre de la transition énergétique Enedis poursuivra son engagement dans la promotion du développement des bornes de recharges dans l'habitat résidentiel collectif et le soutien aux solutions d'électrification des transports publics et des flottes des collectivités.

#### 4.3.2. Injection d'énergie renouvelable

En matière de transition énergétique : un objectif de 100% d'EnR en 2050 sur l'ensemble de BFC pour atteindre l'objectif d'être une région à énergie positive (l'idée est que l'ensemble des consommations soit a minima compensée par l'ensemble des productions à partir d'EnR sur une année calendaire). Pour ce faire, les SCOT, PLUi et PCAET devront chiffrer les objectifs quantitatifs de production d'EnR (énergie par énergie) et de réduction des consommations en énergie finale (transport/bâti) d'ici 2030 en cohérence avec l'objectif de 100% d'EnR (i.e. la somme des objectifs infra-régionaux devra être égale à l'objectif régional).

En Saône-et-Loire, L'évolution du mix EnR se caractérise sur le territoire par une forte croissance de la production photovoltaïque ; en 2018, 4 329 producteurs (vs 114 en 2008) sont raccordés pour la plupart au réseau basse tension de distribution publique. Cette part croissante de connexions au réseau basse tension va se poursuivre dans les années à venir

A date, la part produite dans le cadre du S3REnR à fin 2018 reste faible : 21,8 % des capacités réservées soit 75 MW (vs 344 MW)

Enedis accompagnera l'accélération de la transition énergétique à travers la mise en œuvre des nouvelles solutions de production et de consommation ouvertes par le législateur que ce soit en matière d'auto consommation individuelle ou collective ou de facilitation de raccordement des énergies renouvelables ;

### 4.4. Conclusion sur les orientations de développement

A date, les ouvrages de la concession répondent aux besoins prévisibles liés au développement du territoire.

Les projections d'Enedis intègrent l'accélération de la transition énergétique à travers les cadres réglementaires que sont notamment la LTECV, la réglementation pour l'accueil de la recharge des VE, le développement des énergies renouvelables. Nous poursuivrons notre politique de modernisation et fiabilisation des postes sources, nos politiques d'investissements et de maintenances prédictives sur les réseaux HTA et BT afin de garantir un niveau de qualité de fourniture. La digitalisation des réseaux à travers des solutions SMART GRID, numériques et le compteur linky faciliteront les conditions du développement des nouveaux usages de l'électricité.

## 5. Identification des investissements limitrophes ayant un impact sur la concession

Certains clients à la périphérie du territoire de la Saône-et-Loire sont desservis par des ouvrages des concessions voisines. A ce titre Enedis prend en compte ces particularités dans le cadre de ces investissements annuels.

## 6. Analyse des forces et points à risque du réseau de la concession

### 6.1. Forces

- Critère B HIX moyen de 60 minutes sur la période de 2014 à 2017 (58 minutes hors RTE), constituant un relativement bon niveau de continuité par rapport à des territoires de densités comparables
- Un fort taux de renouvellement des réseaux BT aériens nus constatés avec 5,7% des linéaires à fin 2013 retirés en moyenne chaque année, en zone rurale principalement.
- Fiabilité des réseaux BT aériens torsadés et souterrains.
- Bonne tenue globale de la tension HTA. Toutefois, certains départements, ont été en contrainte de tension (>5%) en 2017 et/ou sur les années antérieures. Ces départements sont ciblés, étudiés. La plupart des départements identifiés ont été traités en 2018
- Un taux de clients BT mal alimentés faible sur la concession, égal à 0,10% en 2017 et égal à 0,19% en moyenne de 2010 à 2017.

### 6.2. Points à risque

- Un réseau encore fortement aérien (68%) avec une dynamique d'enfouissement relativement faible (+0,4 points pour le taux d'enfouissement par an depuis 2013).
- Sensibilité climatique : sept événements climatiques non exceptionnels ont particulièrement impacté le critère B de la concession au cours de la période 2013 - 2017 (tempêtes DIRK, TINI, Henry, RusiKa, Zeux et deux tempêtes orageuses estivales)
- En particulier : sensibilité des réseaux HTA aériens, qui concentrent plus de 49% du nombre d'incidents et 67% du temps de coupure de 2013 à 2017 (dont 35 points sur les lignes aériennes, 23 points sur les accessoires et 8 points sur les supports) illustrant la vulnérabilité de ces ouvrages en cas d'aléas climatiques.
- Des zones rurales « est » et « ouest » du département sont en écart de qualité.
- 1,7% des réseaux HTA sont en CPI, une des technologies les plus incidentogènes (8 incidents / 100 km de linéaire sur la période 2013 – 2017).
- Sur le réseau BT, les linéaires aériens nus constituent 5% des réseaux et sont le siège de 28% des incidents et 29% du temps de coupure sur incidents BT (18 incidents / 100 km de linéaire BT aérien nu sur la période 2013 - 2017).
- Une part non négligeable de réseau BT de type CPI ou neutre périphérique (1% en estimation basse et 5% en estimation haute), des technologies pourtant potentiellement incidentogènes ou sous surveillance en l'absence d'informations patrimoniales
- Une part importante du critère B (7 minutes) est due aux incidents sur les postes HTA/BT, notamment sur la partie BT des postes (60% du nombre d'incidents) : le chiffre est à relativiser du fait du manque de fiabilité de la collecte de certains incidents BT qui sont attribués au poste, faute d'une localisation plus précise.

### 6.3. Points de vigilance identifiés par le SYDESL

Compte tenu des compléments et précisions apportées au préambule du présent document concernant la disponibilité des données, les méthodologies et l'étendue du diagnostic partagé, le SYDESL émet les points de vigilance suivants :

- **Inventaires limités pour certains ouvrages potentiellement concernés par des besoins en renouvellement :**
  - **nécessité de fiabilisation des technologies de réseaux BT souterrain, de la datation des réseaux BT 1946 ;**
  - **nécessité de constitution d'un inventaire des branchements et colonnes montantes et des équipements de poste.**
- **Le partage approfondi est attendu pour des analyses sur la capacité du réseau actuelle et future, notamment pour l'intégration des hypothèses de développements importants, de la croissance de fond et des orientations de développement du réseau.**
- **Manque d'éléments d'analyse (localisation des incidents, charges de maintenance) et de recul historique pour connaître plus précisément la vulnérabilité des ouvrages HTA et BT et l'effet en particulier du vieillissement de réseaux HTA aériens**
- **Certains réseaux HTA aériens ont fait l'objet de chantiers de prolongation de durée de vie ; en l'état des informations transmises il n'est pas possible d'évaluer la pertinence des actions et leur efficacité ; un retour d'expérience quantifié pourrait présenter les tronçons visités et les tronçons traités, les charges de maintenance évitées (non conformités avant traitement, charges de maintenance suivies dans le temps...), les incidents avant et après intervention, le suivi dans le temps de la tenue des ouvrages...**
- **Attente de fiabilisation des indicateurs de qualité et continuité grâce au déploiement des compteurs communicants.**

## Glossaire

ER : Environnement Rural (Régime d'Electrification Rurale).

RU : Régime Urbain

HTA : Haute Tension

BT : Basse Tension

CPI : Câble Papier Imprégné

NP : Neutre Périphérique

PDV : Prolongation de la Durée de Vie

TCC : Toutes Causes Confondues

HIX : Hors Incidents exceptionnels

CMA : Clients Mal Alimentés

## Annexe 2 C

### **SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS PLURIANNUEL « Années 2021 à 2051 ».**

Le schéma directeur des investissements (désigné ci-après « schéma directeur » ou « SDI ») couvre la durée du contrat de concession, soit 30 années. Il correspond à une vision de long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession; il porte sur les priorités d'investissements respectives du gestionnaire du réseau de distribution et de l'autorité concédante dans le respect de la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux définie par le cahier des charges.

Il a été établi à partir d'un diagnostic du réseau (cf. annexe 2B) partagé entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante.

Il décrit les principales évolutions du réseau projetées sur le territoire de la concession, notamment pour répondre aux besoins de renouvellement des ouvrages et de développement du réseau, pour permettre d'accueillir des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables et pour assurer la sécurisation du réseau.

Le schéma directeur propose une vision technique à moyen ou long terme, de ce fait non valorisée en unité monétaire, des évolutions envisagées sur le réseau.

Les orientations du schéma directeur des investissements (SDI) sont décrites ci-après et s'appuient sur des ambitions pour lesquelles des valeurs repères et des leviers sont identifiés.

Les deux parties conviennent de retenir, pour le schéma directeur de la concession, les orientations majeures suivantes :

- **Maintenir à son niveau actuel la qualité de l'électricité distribuée (critère B Hix hors RTE et % de CMA), sur le département de la Saône-et-Loire, tout en traitant les territoires les plus en écart. Les leviers sont :**
  - Amélioration de la résilience des réseaux HTA aériens face aux aléas climatiques, par une sécurisation des ouvrages (Politique PAC)
  - Fiabilisation et maintien en condition opérationnelle des réseaux aériens HTA, combinant rénovation programmée et renouvellement ciblé sur les portions incidentogènes.



- Renouvellement des câbles souterrains HTA (câble Papier Imprégné et Neutre Périphérique)
- Renouvellement des réseaux fils nus BT incidentogènes

➤ **Développer les réseaux électriques de demain, pour accueillir les nouveaux usages, accompagner le développement du territoire et la transition énergétique. Les leviers sont :**

- Renforcement des réseaux HTA et BT en fonction de l'émergence des projets et dans le respect de la loi SRU et des S3REnR
- Intégration des nouvelles technologies dans l'exploitation et le développement des réseaux (smart grids)
- Prise en compte des nouveaux usages de l'électricité : Mobilité Électrique, EnR, Autoconsommation

Dans le cadre de ce SDI les parties conviennent de définir les indicateurs énumérés ci-dessous :

- Critère B – HIX et hors RTE moyenné sur les 4 dernières années
- Critère B à la maille communale
- Fichiers des départs HTA et BT prioritaires
- % de clients mal alimentés

Ces indicateurs sont suivis annuellement.

Indicateurs	Valeurs repères pour le schéma directeur à 30 ans
Critère B – HIX hors RTE moyenné sur les 4 dernières années	Inférieur ou égal à 60 min
Critère B à la maille communale - Fichiers des départs HTA et BT prioritaires	Prise en compte des communes en écart et des ouvrages prioritaires pour l'établissement des PPI successifs
% de clients mal alimentés (tenue de tension)	Respect des exigences du décret qualité en visant le maintien du niveau actuel, à méthode de mesure inchangée

Des valeurs repères associées aux différents leviers pour d'orienter les investissements sur le réseau, les parties devant mobiliser les moyens nécessaires dans les PPI successifs.

**Ambition 1** : Maintenir à son niveau actuel la qualité de l'électricité distribuée (**critère B Hix hors RTE et % de CMA**), sur le département de la Saône-et-Loire tout en traitant les territoires les plus en écart.

<b>Leviers à mettre en œuvre</b>	<b>Valeurs repère pour le schéma directeur à 30 ans</b>
Résilience du réseau aérien HTA face aux aléas climatiques	37 km.
Fiabilisation des réseaux HTA aériens	1800 km : Traitement en « Rénovation Programmée » ou par renouvellement de réseau aérien identifié comme prioritaires
Résorption de câbles HTA souterrains incidentogènes (CPI)	70 km (a minima) avec tracé à l'identique
Résorption de câbles BT souterrains incidentogènes	33 km prioritaires (=50% du stock) avec tracé à l'identique
Résorption de fils nus BT incidentogènes en zones urbaines	150 km (=50% du stock urbain) dont la totalité des FSA (FSA=51km); remplacement en torsadé

**Ambition n°2** : Développer les réseaux électriques de nouveaux usages, accompagner le développement du territoire et la transition énergétique

Leviers à mettre en œuvre	Valeurs repère pour le schéma directeur à 30 ans
<p>Développer la technologie SMART GRIDS au service de la modernisation de l'exploitation des réseaux</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Traitement par automatisation (Organe Manœuvre Télécommandé) des 82 poches identifiées</li> <li>- Equipement de détecteurs de défaut sur concentrateur (DD-K) sur les postes HTA/BT identifiés comme point de première intervention prioritaire</li> </ul>
<p>Renforcement pour accompagner le développement du territoire et l'insertion des EnR</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Respecter le seuil de tenue de tension du décret qualité</li> </ul>

## Annexe 2D PROGRAMME PLURIANNUEL D'INVESTISSEMENTS « Années 2021 à 2024 »

### Article 1 : Objectifs techniques du programme pluriannuel d'investissements 2021-2024

**Ambition 1 du schéma directeur 2021-2051** : Maintenir à son niveau actuel la qualité de l'électricité distribuée (critère B Hix hors RTE et % de CMA), sur le département de la Saône-et-Loire, tout en traitant les territoires les plus en écart.

<b>Leviers à mettre en œuvre</b>	<b>Quantités d'ouvrages PPI (2021-2024)</b>	<b>Indicateur de suivi (1)</b>	<b>Indicateur d'évaluation (2)</b>
<b>Gestionnaire du réseau de distribution</b>			
1 - Résilience du réseau aérien HTA face aux aléas climatiques	16 km	Nombre de km fiabilisés/an	Fréquence de coupures longues sur incident pour les usagers des communes desservies par les réseaux HTA aériens fiabilisés Taux d'incident aérien pour 100 km de réseaux HTA aérien
2 - Fiabilisation des réseaux HTA aériens	240 km		
3 - Résorption de câbles HTA souterrains incidentogènes	8 km	Nombre de km fiabilisés/an	Fréquence de coupures longues sur incident pour les usagers des communes desservies par les réseaux HTA souterrains fiabilisés Taux d'incident souterrain pour 100 km de réseaux HTA souterrain
4 - Résorption de câbles BT souterrains incidentogènes	6 km	Nombre de km sécurisés/an	Taux d'incidents BT aux 100 km sur la zone Linéaire de BT souterrain incidentogène restant
5 - Résorption de fils nus BT incidentogènes en zones urbaines	24 km	Nombre de km sécurisés/an	Taux d'incidents BT aux 100 km sur la zone Linéaire de réseau fil nu urbain restant
<b>Autorité concédante</b>			
5 - Résorption de fils nus BT incidentogènes en zones rurales	80 km	Nombre de km fiabilisés/an	Taux d'incidents BT aux 100 km sur la zone Linéaire de réseau fil nu rural restant

(1) Les indicateurs de suivi qui portent sur des réalisations peuvent être renseignés dans le cadre du suivi annuel.  
 (2) Les indicateurs d'évaluation n'ont pas vocation à être intégrés au suivi annuel, et sont renseignés au terme du PPI

**Ambition n°2 du schéma directeur 2021-2051 : Développer les réseaux électriques de demain pour accueillir les nouveaux usages, accompagner le développement du territoire et la transition énergétique.**

<b>Leviers à mettre en œuvre</b>	<b>Quantités d'ouvrages PPI (2021-2024)</b>	<b>Indicateur de suivi (1)</b>	<b>Indicateur d'évaluation (2)</b>
<b>Gestionnaire du réseau de distribution</b>			
1 - Développer la technologie SMART GRIDS au service de la modernisation de l'exploitation des réseaux	30 poches traitées par installation d'OMT	Nombre d'OMT posés /an sur la zone	Nombre de clients concernés Poches restant à traiter
	90% de postes HTA/BT identifiés comme point de première intervention prioritaire équipés de DD-K	Nombre de détecteurs de défaut sur concentrateur (DD-K) posés	Taux de postes HTA/BT identifiés comme point de première intervention prioritaire équipés
2 – Renforcement pour accompagner le développement du territoire et l'insertion des EnR	- Respecter le seuil de tenue de tension du décret qualité	Nombre de clients mal alimentés traités	Résultats en tenue de tension du décret qualité
	Création du Poste Source « La SALLE » (hors engagement financier du PPI)	Poste source mis en service	Puissance créée
<b>Autorité concédante</b>			
3 - Renforcement	- Respecter le seuil de tenue de tension du décret qualité	Nombre de clients mal alimentés traités	Résultats en tenue de tension du décret qualité

(1) Les indicateurs de suivi qui portent sur des réalisations peuvent être renseignés dans le cadre du suivi annuel.  
 (2) Les indicateurs d'évaluation n'ont pas vocation à être intégrés au suivi annuel, et sont renseignés au terme du PPI

**Article 2 : Engagement financier du programme pluriannuel des investissements 2021-2024 sur le réseau concédé HTA et BT**

Le montant des investissements sur le réseau concédé HTA et BT prévus par le PPI 2021-2024 s'inscrit de la manière suivante dans les catégories distinguées par le compte-rendu annuel de la concession (CRAC).

<b>Engagement financier prévisionnel sur les priorités de la concession (M€)</b>	<b>PP 2021-2024</b>	<b>du SDI/PPI</b>
I - Raccordement des utilisateurs consommateurs et producteurs		
II - Investissement pour l'amélioration du patrimoine	16,3 M€	
II.1 - Investissement pour la performance du réseau		
Renforcement/renouvellement des réseaux HTA	1,3 M€	Ambition 2
Renforcement /renouvellement des réseaux BT	0,6 M€	Ambition 2
Climatique / sécurisation	1,1 M€	Ambition 1
Modernisation des réseaux HTA (dont postes HTA/BT et smart grids)	9,5 M€	Ambition 1+2
Modernisation des réseaux BT (dont postes HTA/BT)	3,8 M€	Ambition 1
II.2 - Investissements motivés par des exigences environnementales		
<b>Total de l'engagement (hors postes sources)</b>	<b>16,3 M€</b>	

L'engagement financier du gestionnaire de réseau de distribution porte sur le montant total des opérations retenues pour la période du programme pluriannuel des investissements 2021-2024 soit **16,3 M€**.

### Modalités de suivi financier

Un suivi détaillé des dépenses par type d'investissement est assuré par année et pour l'ensemble de la période.

<b>Type de priorité/programme sur 4 ans</b>	<b>Quantité</b>	<b>Montant année N</b>	<b>Montant cumulé</b>
Gestionnaire du réseau de distribution			
1 –Fiabilisation de 16 km de réseau aérien HTA sensibles aux aléas climatiques	16 km		
2 - Fiabilisation de 240 km de réseaux HTA aériens	240 km		
3 – Résorption de 8km de câbles HTA.souterrains incidentogènes	8 km		
4 - Résorption de 6km de câbles BT souterrains incidentogènes	6 km		
5 – Résorption de 24km de fils nus BT incidentogènes en zones urbaines	24 km		
6- Automatisation du réseau HTA – 30 OMT	30 OMT		
Autorité concédante			
7 - Résorption de fils nus BT incidentogènes en zones rurales	80 km		
TOTAL PPI			

Le suivi synthétique des prévisions d'investissement est effectué en dessous et pour chaque programme :

**Suivi année N des dépenses d'investissement du gestionnaire de réseau de distribution dans le cadre du PPI**

Dépenses d'investissement (M€)	Prévisions d'investissements PPI	Réalisé Année n	Réalisé Cumul	Commentaires
Investissements pour l'amélioration du patrimoine	16,3			
Renforcement / renouvellement des réseaux HTA	1,3			
Renforcement / renouvellement des réseaux BT	0,6			
Climatique -sécurisation	1,1			
Modernisation des réseaux HTA dont poste HTA/BT et smart grids	9,5			
Modernisation des réseaux BT dont poste HTA/BT	3,8			

## **ANNEXE 3**

### **CONTRIBUTION DES TIERS AUX FRAIS DE RACCORDEMENT SOUS MAITRISE D'OUVRAGE DU GESTIONNAIRE DE RESEAU DE DISTRIBUTION**

La présente annexe définit les modalités tarifaires applicables, en vertu des dispositions de l'article 16 du cahier des charges de la concession, et de l'arrêté interministériel du 28 août 2007 fixant les principes de calcul de la contribution mentionnée aux articles 4 et 18 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, modifié par l'arrêté du 21 octobre 2009.

#### **1. Le raccordement**

Une opération de raccordement est un ensemble de travaux sur le réseau public de distribution et le cas échéant sur les réseaux publics d'électricité auquel ce dernier est interconnecté :

- nécessaire et suffisant pour satisfaire l'évacuation ou l'alimentation en énergie électrique des installations du demandeur à la puissance de raccordement demandée ;
- qui emprunte un tracé techniquement et administrativement réalisable, en conformité avec les dispositions du cahier des charges de la concession ;
- et conforme au référentiel technique publié par le gestionnaire du réseau de distribution.

L'opération de raccordement de référence représente l'opération de raccordement qui minimise la somme des coûts de réalisation des ouvrages de raccordement énumérés par les articles D. 342-1 et D. 342-2 du code de l'énergie, calculée à partir du barème en vigueur approuvé par la Commission de Régulation de l'Energie.

#### **2. Le barème**

Le gestionnaire du réseau de distribution établit un barème national comprenant des prix unitaires tenant compte des différents paliers techniques qu'il met en œuvre pour réaliser les travaux de raccordement. Ces prix unitaires peuvent être différents suivant les zones d'aire urbaine au sens de l'Institut national de la statistique et des études économiques (INSEE).

Le barème décrit et justifie les formules d'agrégation des différents coûts unitaires.

Le barème prévoit la possibilité d'utiliser pour certains ouvrages des coûts déterminés sur devis ou après une procédure de consultation. Il précise les caractéristiques des raccordements qui font l'objet de ces dispositions.

Les paliers techniques utilisés sont définis dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau de distribution<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> La documentation technique de référence du gestionnaire du réseau de distribution a pour objectif de présenter les dispositions réglementaires et les règles techniques sur lesquelles sont établies les relations avec les usagers du réseau public de distribution d'électricité. Il répertorie les méthodes de calculs, décrit les schémas électriques types en usage, précise les choix industriels du gestionnaire du réseau de distribution, présente les modèles de documents contractuels et décrit les informations à échanger entre le concessionnaire et les usagers.



Le barème est établi après consultation des organisations représentatives des usagers et des organisations représentatives des collectivités organisatrices de la distribution publique d'électricité. Il est rendu public et soumis à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie préalablement à son entrée en vigueur.

Le barème est révisé régulièrement et *a minima* une fois tous les trois ans dans les formes prévues ci-dessus pour tenir compte de l'évolution des coûts.

La présente annexe et chaque nouveau barème résultant de l'application des textes précités s'appliqueront de plein droit en substitution aux précédents modes de facturation des raccordements.

Le barème est publié sur le site Internet du gestionnaire du réseau de distribution : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr), et peut être obtenu sur simple demande.

### 3. Taux de réfaction tarifaire

Les taux de réfaction tarifaire r et s correspondent respectivement à la part moyenne des coûts des travaux d'extension et à la part moyenne des coûts de travaux de branchement, portant sur des ouvrages en basse et en moyenne tension du réseau public, couvertes par le tarif d'utilisation de ce réseau.

Les taux r et s sont arrêtés par le ministre chargé de l'économie et le ministre chargé de l'énergie, après consultation des organisations nationales représentatives des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité et avis de la Commission de régulation de l'énergie.

### 4. Calcul de la contribution, cas généraux

#### 4.1. Raccordements dont la puissance est inférieure ou égale à 12 kVA en monophasé ou à 36 kVA en triphasé et lorsque la distance au poste de distribution publique HTA/BT le plus proche est inférieure ou égale à 250 mètres

Lorsque la puissance de raccordement demandée par l'utilisateur est inférieure ou égale à 12kVA en monophasé ou à 36kVA en triphasé et lorsque la distance au poste de distribution publique HTA/BT le plus proche est inférieure ou égale à 250 mètres selon un tracé techniquement et administrativement réalisable, en conformité avec les dispositions du cahier des charges de la concession, les montants C et P des contributions pour l'extension et le branchement d'une opération de raccordement en basse tension sont calculés au moyen des formules suivantes :

$$C = (1 - r) \cdot (Cf_E + C_{VE} \times L_E)$$

Où  $L_E$  est la longueur de l'extension,  $Cf_E$  et  $C_{VE}$  sont des éléments du barème élaboré par le concessionnaire.  $Cf_E$  et  $C_{VE}$  dépendent de la puissance de raccordement et, le cas échéant, de la zone d'aire urbaine au sens de l'INSEE où se situera le raccordement.

$$P = (1 - s) \cdot Cf_B$$

Où  $Cf_B$  est un élément du barème du concessionnaire, qui est calculé sur la base d'une longueur moyenne de branchement.  $Cf_B$  dépend en outre de la puissance de raccordement et, le cas échéant, de la zone d'aire urbaine au sens de l'INSEE où se situera le raccordement.

## **4.2. Raccordements - dans les autres cas**

### **4.2.1. Contribution pour extensions des raccordements HTA et BT**

Le montant de la contribution pour l'extension des raccordements en HTA et des raccordements en basse tension dans les autres cas que ceux cités au 4.1, est égal au coût des travaux d'extension de l'opération de raccordement de référence, calculé selon les dispositions du barème, auquel est appliqué, pour les travaux réalisés en basse et en moyenne tensions sous la maîtrise d'ouvrage du concessionnaire, le coefficient (1-r).

### **4.2.2. Contribution pour le branchement des raccordements BT**

Le montant de la contribution pour le branchement des raccordements en basse tension dans les autres cas que ceux cités au 4.1 est égal au coût des travaux de branchement de l'opération de raccordement de référence, calculé selon les dispositions du barème, auquel est appliqué le coefficient (1-s).

## **5. Cas particuliers**

### **5.1. Opération de raccordement différente de l'opération de raccordement de référence**

Si le gestionnaire du réseau de distribution réalise à son initiative une opération de raccordement différente de l'opération de raccordement de référence, il prend à sa charge tous les surcoûts qui pourraient en résulter. S'il la réalise à la demande de l'utilisateur qui demande à être raccordé, ce dernier prend à sa charge tous les surcoûts éventuels.

Lorsque la puissance de raccordement demandée par l'utilisateur excède la puissance limite mentionnée dans les arrêtés du 17 mars 2003 (*relatifs aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'installations de consommation d'énergie électrique*) et du 23 avril 2008 (relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique) pour le domaine de tension de raccordement, les contributions exigibles par le gestionnaire du réseau de distribution sont égales aux coûts des travaux d'extension et de branchement de l'opération de raccordement de référence, calculés selon les dispositions du barème.

### **5.2. Raccordements collectifs**

Un constructeur, un lotisseur, un aménageur ou un groupe d'utilisateurs situés sur des propriétés géographiquement proches peuvent solliciter auprès du gestionnaire du réseau de distribution le raccordement de plusieurs points de raccordement.

Le constructeur, le lotisseur ou l'aménageur définit la puissance de raccordement et la communique au gestionnaire du réseau de distribution en fonction des besoins de l'opération. Celui-ci formule une proposition technique et financière de raccordement dont la durée de validité est précisée. Dans le cas d'un groupe d'utilisateurs, la puissance de raccordement prise en compte est la somme des puissances de raccordement demandées.

Le montant de la contribution pour les travaux d'extension est égal au coût des travaux d'extension de l'opération de raccordement de référence, calculé à partir du barème et auquel est appliqué le coefficient (1-r). Dans le cas d'un groupe d'usagers, cette contribution est répartie au prorata de la puissance de raccordement demandée par chaque usager.

Le montant de la contribution pour les travaux de branchement est égal au coût des travaux de branchement de l'opération de raccordement de référence, calculé selon les dispositions du barème et auquel est appliqué le coefficient (1-s).

Dans le cas d'un immeuble collectif, cette contribution est répartie à part égale entre les usagers.

Dans tous les autres cas de regroupements d'usagers, cette contribution est répartie au prorata des longueurs de branchement de chacun des usagers.

Toutefois, lorsque la puissance de raccordement demandée par un constructeur, un lotisseur, un aménageur ou un groupe d'usagers excède la puissance limite mentionnée dans les arrêtés du 17 mars 2003 susvisés pour le domaine de tension de raccordement, les contributions exigibles par le concessionnaire sont égales aux coûts des travaux d'extension et de branchement de l'opération de raccordement de référence, calculés selon les dispositions du barème.

## **6. Modification d'une alimentation électrique existante**

Un utilisateur peut solliciter auprès du gestionnaire du réseau de distribution une modification des caractéristiques électriques de son alimentation. Lorsque cette modification entraîne des travaux sur les ouvrages constitutifs de son raccordement, ils donnent lieu au versement d'une contribution calculée selon les dispositions du paragraphe 4.2 de la présente annexe.

## ANNEXE 4

### TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE L'ELECTRICITE CONFORMEMENT A L'ARTICLE L. 337-4 DU CODE DE L'ENERGIE

Tarifs (a) au 1<sup>er</sup> février 2021 conformément à la décision ministérielle du 28 janvier 2021 relative aux tarifs réglementés de vente applicables aux consommateurs résidentiels en France métropolitaine continentale (NOR : TRER2101702S).

**TARIF BLEU - OPTION BASE RESIDENTIEL**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION - n'est plus proposé - pour les puissances souscrites de 18 kVA inclus à 36 kVA inclus**

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (c€/kWh)
3	82,92	9,94
6	101,52	9,94
9	120,24	10,34
12	138,72	10,34
15	156,72	10,34
18	175,08	10,34
24	216,24	10,34
30	259,68	10,34
36	289,08	10,34

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,52

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)	Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)		
<b>Version A</b>				
Puissance souscrite ≤ 6 kVA	66,96	6,36	9,94	3,63
Puissance souscrite > 6 kVA	66,96	6,36	10,34	3,63
<b>Version B</b>				
Puissance souscrite ≤ 6 kVA	66,96	4,20	10,64	1,77
Puissance souscrite > 6 kVA	66,96	4,20	11,18	1,83

(a) : ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) et, le cas échéant, des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

**TARIF BLEU - OPTION HEURES CREUSES RESIDENTIEL**  
*en France métropolitaine continentale*

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)	
		Heures Pleines	Heures Creuses
6	108,24	12,20	8,03
9	132,36	12,20	8,03
12	155,04	12,20	8,03
15	175,92	12,20	8,03
18	194,52	12,20	8,03
24	238,68	12,20	8,03
30	277,08	12,20	8,03
36	312,24	12,20	8,03

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,52

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)		Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses
Version A	66,96	7,56	12,20	8,03	4,01	2,63
Version B	66,96	6,72	12,55	8,19	1,90	0,31

**TARIF BLEU - OPTION TEMPO RESIDENTIEL**  
*en France métropolitaine continentale*

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)					
		Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
		Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
9	130,08	7,01	9,38	8,46	11,61	9,25	49,05
12	151,92	7,01	9,38	8,46	11,61	9,25	49,05
15	170,04	7,01	9,38	8,46	11,61	9,25	49,05
18	186,24	7,01	9,38	8,46	11,61	9,25	49,05
24-30	268,44	7,01	9,38	8,46	11,61	9,25	49,05
36	307,08	7,01	9,38	8,46	11,61	9,25	49,05

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,52

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)
Version A	66,96	7,20
Version B	66,96	6,72

	Prix de l'énergie - flux alloproduits (c€/kWh)					
	Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
Version A	7,01	9,38	8,46	11,61	9,25	49,05
Version B	6,92	9,75	8,33	11,60	10,46	50,84

	Prix de l'utilisation du réseau - flux autoproduit (c€/kWh)					
	Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
Version A	2,82	3,94	2,79	3,98	2,80	3,98
Version B	0,30	1,88	0,29	1,66	0,53	2,82

**TARIF BLEU - OPTION EJP RESIDENTIEL**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION - n'est plus proposé**

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix d'énergie (en c€/kWh)	
		Heures Normales	Heures de Pointe Mobile
9	119,76	9,52	28,19
12	137,76	9,52	28,19
15	155,52	9,52	28,19
18	173,16	9,52	28,19
36	283,56	9,52	28,19

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)

8,52

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)		Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)	Heures Normales	Heures de Pointe Mobile	Heures Normales	Heures de Pointe Mobile
Version A	66,96	6,12	9,52	28,19	3,77	3,77
Version B	66,96	4,20	10,19	31,73	1,82	2,99

**Tarifs (a) au 1<sup>er</sup> février 2021 conformément à la décision ministérielle de tarifs réglementés de vente applicables aux consommateurs non résidentiels en France métropolitaine continentale (NOR : TRER2101708S).**

**TARIF BLEU - OPTION BASE NON-RESIDENTIEL**  
*en France métropolitaine continentale*

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)
3	121,80	10,89
6	144,84	10,89
9	164,64	10,89
12	186,84	10,89
15	205,68	10,89
18	225,96	10,89
24	272,16	10,89
30	313,20	10,89
36	356,76	10,89

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)

8,52

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)	Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)		
Version A	105,12	7,08	10,89	3,56
Version B	105,12	4,20	11,95	1,89

**TARIF BLEU - OPTION HEURES CREUSES NON-RESIDENTIEL**  
*en France métropolitaine continentale*

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)	
		Heures Pleines	Heures Creuses
6	144,12	11,92	8,13
9	165,00	11,92	8,13
12	186,48	11,92	8,13
15	208,20	11,92	8,13
18	227,88	11,92	8,13
24	273,48	11,92	8,13
30	314,52	11,92	8,13
36	354,96	11,92	8,13

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)

8,52

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)		Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses
Version A	105,12	7,08	11,92	8,13	3,94	2,82
Version B	105,12	6,72	11,97	7,96	1,67	0,29

**TARIF BLEU NON-RESIDENTIEL POUR UTILISATIONS LONGUES**  
*en France métropolitaine continentale*

Modalités sans comptage (limitées à 2,2 kVA)	Forfait par kVA et en Euros par an	903,60
--	------------------------------------	--------

**TARIF BLEU NON-RESIDENTIEL POUR FOURNITURE A PARTIR DE MOYENS NON RACCORDES AU RESEAU**  
*en France métropolitaine continentale*

Générateur photovoltaïque	Forfait pour 1 kW (*) en Euros par an	164,76
	Par hW supplémentaire en Euros par an	13,56
Générateur éolien puissance ≤ 4 kW	Forfait pour 2 kW (*) en Euros par an	329,52
	Par hW supplémentaire en Euros par an	13,56
Micro centrale hydraulique ou générateur éolien de puissance	Abonnement en Euros par kW par an	97,08
	Prix d'énergie en c€/kWh	3,96

(\*) Puissance minimum à facturer

**TARIF UNIVERSEL A 36 kVA NON-RESIDENTIEL**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION - n'est plus proposé**

	Mensualités d'abonnement (en €/mois)		Prix de l'énergie (en c€/kWh)	
	Terme fixe			
Sans Heures Creuses	29,73		10,89	

	Mensualités d'abonnement (en €/mois)		Prix de l'énergie (en c€/kWh)	
	Terme fixe		Heures Pleines	Heures Creuses
Avec Heures Creuses	29,58		11,92	8,13

**TARIF BLEU - OPTION TEMPO NON-RESIDENTIEL**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION - n'est plus proposé**

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)					
		Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
		Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
9	169,20	7,34	9,88	9,32	12,96	10,06	28,61
12	192,00	7,34	9,88	9,32	12,96	10,06	28,61
15	206,64	7,34	9,88	9,32	12,96	10,06	28,61
18	225,36	7,34	9,88	9,32	12,96	10,06	28,61
24-30	299,40	7,34	9,88	9,32	12,96	10,06	28,61
36	340,92	7,34	9,88	9,32	12,96	10,06	28,61

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)

8,52



Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie - flux alloproduits (en c€/kWh)					
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)	Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
Version A	105,12	6,84	7,34	9,88	9,32	12,96	10,06	28,61
Version B	105,12	6,72	6,91	9,60	8,87	12,69	11,19	30,45

	Prix de l'énergie - flux autoproduits (en c€/kWh)					
	Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
Version A	2,84	3,93	2,90	3,93	2,88	3,93
Version B	0,25	1,45	0,25	1,46	0,53	2,82

**TARIF BLEU - OPTION EJP NON-RESIDENTIEL**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION - n'est plus proposé**

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix d'énergie (en c€/kWh)	
		Heures Normales	Heures de Pointe Mobile
12	174,72	9,56	26,72
15	193,56	9,56	26,72
18	211,20	9,56	26,72
36	322,56	9,56	26,72

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)

8,52

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)		Prix de l'énergie flux autoproduits (en c€/kWh)	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)	Heures Normales	Heures de Pointe Mobile	Heures Normales	Heures de Pointe Mobile
Version A	105,12	6,12	9,56	26,72	3,70	3,73
Version B	105,12	4,20	9,96	30,28	1,69	2,98

**TARIF BLEU**  
pour éclairage public  
en France métropolitaine continentale

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement annuel (€/kVA)	Prix de l'énergie (c€/kWh)
Avec et sans comptage (b) (c)	94,68	7,16

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,52

Version applicable aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement (en €/kVA/an)	Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)	Prix de l'énergie flux autoproduits (en c€/kWh)
Version A	95,88	7,16	1,47

(a) : ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) et, le cas échéant, des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

(b) La variante sans comptage est limitée à une puissance de 500 W par point de livraison.

(c) Les feux clignotants sont comptés pour la moitié de leur puissance.

Tarifs (a) au 1<sup>er</sup> février 2021 conformément à la décision ministérielle de tarifs réglementés de vente Jaunes et Verts applicables aux consommateurs en France métropolitaine continentale (NOR : TRER2101707S).

**TARIF JAUNE - OPTION BASE**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION - n'est plus proposé**

Version	Prime fixe annuelle (€/kVA)	Prix de l'énergie (c€/kWh)				
		Pointe	Hiver		Eté	
			Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Utilisations Longues	11,04	14,065	14,065	9,173	9,012	6,802
Utilisations Moyennes	11,04		14,065	9,173	9,012	6,802
Coefficients de puissance réduite *	Utilisations Longues	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	Utilisations Moyennes		1,00	1,00	1,00	1,00
Calcul des dépassements				10,20	€/heure <sup>(b)</sup>	

**TARIF JAUNE - OPTION EJP**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION - n'est plus proposé**

Version	Prime fixe annuelle (€/kVA)	Prix de l'énergie (c€/kWh)			
		Pointe Mobile	Heures Hiver	Eté	
				Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Utilisations Longues	8,40	25,111	11,237	8,907	7,692
Coefficients de puissance réduite *	Utilisations Longues	1,00	1,00	1,00	1,00
Calcul des dépassements			10,20	€/heure <sup>(b)</sup>	

\* Utilisations longues : un seul dénivelé possible

(b) Dans le cas de comptage équipé de contrôleur électronique.

**TARIF VERT - OPTION A5 BASE**  
*en France métropolitaine continentale*

Version	Prime fixe annuelle (€/kW)	Prix de l'énergie (c€/kWh)				
		Pointe	Hiver		Eté	
			Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Courtes Utilisations	24,60	17,973	12,169	7,373	6,682	4,445
Coefficients de puissance réduite *	Courtes Utilisations	1,00	0,98	0,86	0,86	0,80
Calcul des dépassements	Prix (en €/kW)	Coefficients par poste				
	1,28	1,00	0,98	0,86	0,86	0,81
Energie réactive			2,00	c€/kVar.h		

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/kW)

12,60

**TARIF VERT - OPTION A5 EJP**  
**en France métropolitaine continentale**

Version	Prime fixe annuelle (€/kW)	Prix de l'énergie (c€/kWh)			
		Hiver		Eté	
		Pointe Mobile	Heures Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Moyennes Utilisations	30,96	22,782	8,952	6,170	4,235
Coefficients de puissance réduite *	Moyennes Utilisations	1,00	0,98	0,76	0,76
Calcul des dépassements	Energie €/kWh	Prix (en €/kW)	Coefficients par poste		
	4,13		4,13	1,00	0,98
Energie réactive			2,00	c€/kVArh	

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/kW) 12,60

**TARIFICATION A LA PUISSANCE**  
**MAJORATION - MINORATION**  
**EN EXTINCTION en France métropolitaine continentale**

Tension de livraison	Taux de correction (€/kW/an)
A	
BT (*)	19,48
HTA1	0,00
HTA2 et HTB1	0,00
HTB2	0,00
HTB3	0,00

Coefficients de versionnage	
MU	CU
1,00	1,00

(\*) : montant à appliquer à la puissance réduite quelle que soit la version.

(a) : ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) et, le cas échéant, des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

## **ANNEXE 5**

### **RELATIVE AU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE**

#### Principes et élaboration

Le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (« TURPE ») a été institué par la loi du 10 février 2000, qui en a fixé les principes fondateurs. Le TURPE concerne l'ensemble du réseau électrique. Ses dispositions sont distinctes pour le réseau de transport (« HTB »), et le réseau de distribution (« HTA » et « BT »). Le TURPE s'applique à l'ensemble des gestionnaires de réseau du territoire français (métropole et territoires d'outre-mer), dont Enedis.

Les principes fondateurs du TURPE, repris dans le code de l'énergie, sont les suivants :

- le principe du « timbre-poste » : conformément aux dispositions de l'article 14 du règlement (CE) n° 714/200925, la tarification de l'accès au réseau doit être indépendante de la distance entre le site d'injection et le site de soutirage ;
- le principe de péréquation tarifaire : conformément aux dispositions de l'article L.121-1 du code de l'énergie, les mêmes tarifs d'accès au réseau doivent s'appliquer sur l'ensemble du territoire national ;
- le principe de non-discrimination inscrit à l'article L.341-2 du code l'énergie : il conduit à établir des tarifs permettant de refléter les coûts engendrés par chaque catégorie d'utilisateurs indépendamment de l'usage final qu'ils font de l'électricité ;
- le principe d'horosaisonnalité, inscrit à l'article L. 341-4 du code de l'énergie : il précise que « la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national ».

La compétence exclusive de l'élaboration du TURPE a été confiée à la Commission de régulation de l'énergie (article L. 341-3). Pour ce faire, la Commission de régulation de l'énergie prend en compte les orientations de politique énergétique indiquées par l'autorité administrative. Les décisions motivées de la Commission de régulation de l'énergie relatives aux évolutions du TURPE, en niveau et en structure, sont transmises à l'autorité administrative pour publication au Journal officiel de la République française.

#### Cadre de régulation et niveau tarifaire

L'article L. 341-2 du code de l'énergie prévoit que « les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace ». Il s'agit :

- des coûts résultant de l'exécution des missions et des contrats de service public, y compris les contributions versées par les gestionnaires de ces réseaux aux autorités organisatrices mentionnées à l'article L. 322-1 qui exercent la maîtrise d'ouvrage des travaux mentionnés à l'article L. 322-6, lorsque ces travaux sont engagés avec l'accord des gestionnaires de

réseaux et ont pour effet d'accélérer le renouvellement d'ouvrages de basse tension conformément aux dispositions prévues dans les cahiers des charges de concession et d'éviter ainsi aux gestionnaires de réseaux des coûts légalement ou contractuellement mis à leur charge;

- des charges de capital : rémunération du capital investi et couverture des dotations aux amortissements et à la provision pour renouvellement. Pour le calcul du coût du capital investi par les gestionnaires de ces réseaux, la méthodologie est indépendante du régime juridique selon lequel sont exploités les réseaux d'électricité et de ses conséquences comptables (article L. 341-2) ;
- d'une partie des coûts de raccordement à ces réseaux et d'une partie des coûts des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de ces réseaux, l'autre partie pouvant faire l'objet d'une contribution dans les conditions fixées par la loi ;
- des dépenses de recherche et développement engagées par le GRD.

Enfin, le TURPE inclut une rémunération normale, qui contribue notamment à la réalisation des investissements nécessaires pour le développement des réseaux (article L. 341-2), réalisés en concertation avec les AODE.

Le cas échéant, ces dispositions du cadre de régulation tarifaire sont adaptées prémunir l'opérateur contre des risques liés à l'inflation qui pèsent sur ses charges. Par ailleurs, les écarts entre les charges ou recettes prévisionnelles et celles effectivement réalisées font l'objet d'une correction *a posteriori* pour un nombre limité de postes prédéfinis. C'est pourquoi le TURPE, pluriannuel, prévoit une indexation annuelle selon des règles prédéfinies.

A la couverture de coûts et à la rémunération normale s'ajoute une rémunération de la performance, prenant diverses formes (bonus/malus, indemnités versées directement au client, indicateurs de qualité). En effet, l'article L. 341-3 du code de l'énergie dispose que « [la CRE] peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux (...) à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité ».

### Structure tarifaire

L'article L. 341-4 du Code de l'énergie dispose que « la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national. Ils peuvent également inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe au niveau local. A cet effet, la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution peuvent, sous réserve d'assurer la couverture de l'ensemble des coûts prévue à l'article L. 341-2 et de manière proportionnée à l'objectif de maîtrise des pointes électriques, s'écarter pour un consommateur de la stricte couverture des coûts de réseau qu'il engendre ».

En termes de structure tarifaire, la CRE considère que le TURPE doit concilier plusieurs critères afin de répondre au mieux aux attentes des consommateurs et des fournisseurs :

- efficacité : un signal tarifaire reflétant les coûts engendrés sur les réseaux par chaque catégorie d'utilisateurs permet de réduire les coûts de réseaux à long terme car cette

information incite l'utilisateur à adapter son comportement de manière efficace pour le réseau, ce qui peut passer par des choix d'investissements de sa part. Le signal tarifaire assure ainsi une coordination entre les investissements réalisés par le gestionnaire de réseaux et ceux réalisés par les utilisateurs ;

- visibilité : le niveau de complexité des tarifs doit être adapté au type d'utilisateur du domaine de tension considéré. C'est pourquoi les tarifs proposés sont fondés sur un regroupement en une ou plusieurs plages temporelles ;
- cohérence : les différentes options proposées à un même utilisateur doivent refléter les coûts avec le même degré de finesse ;
- faisabilité : les tarifs doivent pouvoir être mis en œuvre sur les plans techniques et opérationnels ;
- progressivité : une évolution de la structure tarifaire engendre inévitablement des évolutions de factures pour certains utilisateurs. C'est en particulier le cas pour les utilisateurs dont les options tarifaires ne reflètent pas les coûts de réseau avec un haut degré de finesse. Le cas échéant, la CRE s'attache à ce que les modifications introduites par un nouveau tarif soient progressives, de façon à ce que l'ensemble des parties prenantes conserve une visibilité suffisante sur les évolutions tarifaires à venir.

## **ANNEXE 6**

### **CATALOGUES DES PRESTATIONS ET DES SERVICES DU GESTIONNAIRE DU RESEAU DE DISTRIBUTION**

Les offres de prestations annexes d'Enedis s'adressent à l'ensemble des acteurs du marché : fournisseurs d'électricité, clients finaux (consommateurs ou producteurs), que ces clients finaux aient fait valoir ou non leur éligibilité, responsables d'équilibre.

Afin de clarifier la compréhension de ses offres, Enedis les a regroupées au sein de quatre catalogues de prestations :

- Trois catalogues à destination des fournisseurs et clients finaux segmentés en :
  - o Particuliers ;
  - o Collectivités locales ;
  - o Entreprises et professionnels.
- Un catalogue à destination des responsables d'équilibre.

Trois catégories de prestations sont proposées dans les trois catalogues à destination des fournisseurs et clients finaux.

- Deux catégories relèvent de la compétence exclusive d'Enedis et concernent les prestations :
  - o réalisées sous le monopole de gestionnaire de réseau public d'Enedis (Catégorie 1) ;
  - o relevant du barème de facturation des opérations de raccordement des utilisateurs des réseaux publics de distribution d'électricité concédés à Enedis (Catégorie 3).
- Une catégorie autorise Enedis ainsi que d'autres acteurs compétents à réaliser des prestations dans un contexte concurrentiel (Catégorie 2).  
Ces prestations (catégorie 2) sont alors décrites à la fin des sections consommateurs ou producteurs de chacun des trois catalogues concernés.

Les prestations peuvent être demandées directement par le client final disposant d'un contrat d'accès au réseau de distribution (CARD) ou par le fournisseur pour le compte du client final lorsque ce dernier dispose d'un contrat unique.

Dans certains cas (identifiés dans les fiches de prestations correspondantes), les prestations peuvent également être demandées par un tiers autorisé ou par le client final en contrat unique.

Les prestations sont réalisées les jours ouvrés (du lundi au vendredi hors jours fériés) et en heures ouvrées (définies selon les organisations locales). A titre exceptionnel, et dans la limite des disponibilités des équipes techniques, certaines prestations peuvent être programmées en dehors des heures ouvrées : elles donnent alors lieu à des majorations de prix reflétant les surcoûts de main d'œuvre engagés.

Une option «express», accessible en fonction des disponibilités des équipes techniques locales, est proposée pour certaines prestations.

Les prestations sont facturées :

- à l'acte pour les plus fréquentes ayant pu faire l'objet d'une normalisation ;
- sur devis pour celles n'ayant pu l'être.

Des frais sont appliqués par Enedis pour les cas suivants :

- annulation tardive d'intervention, moins de 2 jours avant la date programmée (frais de dédit) ;
- intervention qui n'a pas pu être réalisée du fait du fournisseur ou du client final (déplacement vain).

Ces principes de facturation sont susceptibles d'évoluer en fonction du contexte réglementaire ou législatif, ou suite à la demande du régulateur.



- **Les prestations facturées à l'acte :**

Ces prestations sont facturées suivant un barème préétabli.

Les prix indiqués :

- sont exprimés à la fois hors taxes et toutes taxes comprises et concernent les interventions réalisées en heures ouvrées ;
- ne comprennent pas les prix des matériels lorsque ces derniers doivent être fournis par le demandeur (ex : fourniture de transformateurs de courant).

L'option «express», proposée pour certaines d'entre elles, fait l'objet d'un complément de facturation qui s'ajoute au prix initial de la prestation et dont le montant figure au «tableau des autres frais».

- **Les prestations sur devis :**

Pour chaque demande de ce type, un devis est établi sur la base d'un canevas technique pour les opérations standards, ou sur la base des coûts réels pour les autres cas.

- **Les demandes effectuées en dehors des catalogues font également l'objet d'un devis.**

**La liste des prestations et services, ainsi que leur prix, est consultable sur le site internet du gestionnaire du réseau de distribution : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr)**

**ANNEXE 7**

**CONDITIONS GENERALES DE VENTE POUR LES CLIENTS RESIDENTIELS**



# Conditions Générales de Vente d'électricité aux tarifs réglementés pour les clients résidentiels en France métropolitaine continentale. Juillet 2018

Envoyé en préfecture le 11/06/2021

Reçu en préfecture le 11/06/2021

Affiché le 11/06/2021

ID : 071-257102582-20210603-CS21\_041-DE



Le service public de l'électricité est organisé par les autorités concédantes (les communes, ou leurs groupements, ou exceptionnellement les départements, auxquels la loi a donné compétence pour organiser localement le service public).

Le service public ainsi concédé se décline en deux missions confiées respectivement au fournisseur Electricité de France (EDF SA) et au distributeur Enedis :

- pour EDF : la mission de fournir les clients raccordés au Réseau Public de Distribution (RPD) d'énergie électrique, qui bénéficient des tarifs réglementés,
- pour Enedis : la mission de développer et d'exploiter le RPD en vue de permettre l'acheminement de l'électricité.

Les présentes Conditions Générales ont été élaborées après consultation des associations de consommateurs représentatives et après concertation avec les organisations les plus représentatives des collectivités concédantes. À ce titre, elles sont établies conformément au cahier des charges de concession applicable sur le territoire de la commune où est situé le point de livraison du client, et annexées à ce dernier. Ce cahier des charges peut être commandé auprès d'Enedis selon les modalités publiées sur son site [enedis.fr/Concessions](http://enedis.fr/Concessions) ou d'EDF à l'adresse mentionnée à l'article 12 et est consultable auprès de l'autorité concédante.

## 1. OBJET

Les présentes Conditions Générales portent à la fois sur l'acheminement de l'électricité aux clients résidentiels assuré par Enedis et sur la fourniture d'électricité aux clients résidentiels assurée par EDF sous réserve de son acheminement. Elles sont applicables aux clients résidentiels situés en France métropolitaine continentale et alimentés en basse tension sous une puissance inférieure ou égale à 36 kVA. Il est précisé qu'avec la souscription d'un contrat de fourniture d'électricité, le client conserve une relation contractuelle directe avec Enedis pour les prestations relevant de l'acheminement. Les engagements d'EDF et d'Enedis vis-à-vis du client, ainsi que les obligations que doit respecter le client à leur égard, sont décrits dans les présentes Conditions Générales et dans la synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD figurant en annexe.

## 2. DISPOSITIONS GÉNÉRALES

Les présentes Conditions Générales sont tenues à la disposition de toute personne qui en fait la demande. Elles sont disponibles et téléchargeables sur le site [edf.fr](http://edf.fr). Elles sont en outre remises à tout client souscrivant un contrat de fourniture d'électricité au tarif réglementé conformément à la réglementation en vigueur.

## 3. CONTRAT DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ

### 3-1 Souscription du contrat

#### • Date de conclusion

Le contrat est conclu à la date de sa signature. Néanmoins, lors d'un emménagement, si le client choisit de souscrire son contrat par téléphone et souhaite être mis en service avant l'expiration du délai de rétractation, le contrat est conclu dès sa date d'acceptation par le client au téléphone.

#### • Date de prise d'effet

Le contrat prend effet à la date de mise en service ou à la date de changement de fournisseur fixée avec le client, sans préjudice de l'application du droit de rétractation, dans le respect des délais prévus par le catalogue des prestations d'Enedis en vigueur (ci-après, le Catalogue des Prestations). En cas de mise en service, le délai prévisionnel de fourniture d'électricité est de cinq jours ouvrés sur un raccordement existant et de dix jours ouvrés sur un nouveau raccordement. À la demande du client, ces délais peuvent être plus courts moyennant le versement d'un supplément de prix dans les conditions décrites à l'article 6-1. En cas de changement de fournisseur, ce délai ne peut excéder vingt et un jours à compter de la demande du client.

La mise en service est subordonnée au paiement par le client des éventuels montants à sa charge pour la réalisation des travaux de raccordement, notamment le branchement.

La date de prise d'effet figure sur la première facture adressée au client.

#### • Droit de rétractation

En cas de souscription à distance, le client bénéficie d'un droit de rétractation qu'il peut exercer, sans pénalité et sans avoir à justifier d'un motif quelconque, dans un délai de quatorze jours à compter du lendemain de la date de conclusion du contrat. Lorsque le délai de quatorze jours expire un samedi, un dimanche ou un jour férié ou chômé, il est prorogé jusqu'au premier jour ouvrable suivant.

Le client informe EDF de sa décision de se rétracter en adressant le formulaire de rétractation qui lui a été transmis ou toute autre déclaration dénuée d'ambiguïté exprimant sa volonté de se rétracter.

Lorsque le client souhaite être mis en service avant la fin du délai de rétractation, il doit en faire la demande expresse auprès d'EDF, par tout moyen lorsque le client est en situation d'emménagement, et sur papier ou sur support durable dans les autres situations.

En cas d'exercice de son droit de rétractation, le client est redevable de l'énergie consommée, des prestations réalisées et de l'abonnement jusqu'à la date à laquelle il exerce ce droit.

### 3-2 Titulaire du contrat

Lors de la souscription du contrat, EDF demande le nom du ou des clients. Cette information est reprise sur la première facture.

Le contrat de fourniture d'électricité est valable uniquement pour le point de livraison considéré. L'électricité livrée à ce titre ne peut en aucun cas être cédée à des tiers, même gratuitement.

### 3-3 Durée du contrat

À l'exception des abonnements temporaires ou des alimentations provisoires liés à un besoin particulier du client, le contrat est conclu pour une durée d'un an. Il est renouvelé tacitement par périodes d'un an jusqu'à sa résiliation par l'une des parties.

### 3-4 Résiliation du contrat

#### • Résiliation du contrat par le client

Le client peut résilier le contrat à tout moment sans pénalité. Le client est responsable de l'abonnement, des consommations enregistrées et des prestations réalisées jusqu'à la résiliation. En cas de changement de fournisseur, le contrat est résilié de plein droit à la date de prise d'effet du nouveau contrat de fourniture du client. Dans les autres cas de résiliation (non-acceptation d'une modification contractuelle proposée par EDF, déménagement du client...), le client doit informer EDF de la résiliation du contrat par tout moyen. La résiliation prend effet à la date souhaitée par le client, qui ne peut être antérieure à la demande.

#### • Résiliation du contrat par EDF

EDF peut résilier le contrat en cas de non-respect par le client de l'une de ses obligations prévues au contrat, après mise en demeure de remplir ses obligations adressée au client et restée sans effet dans un délai de trente jours. Dans le cas particulier du non-paiement par le client des factures, EDF peut résilier le contrat conformément aux dispositions de l'article 7-4. Le contrat est résilié de plein droit en cas de résiliation du contrat conclu entre EDF et Enedis relatif à l'accès et l'utilisation du RPD.

#### • Dans tous les cas de résiliation

Le client reçoit une facture de résiliation dans un délai de quatre semaines à compter de la résiliation du contrat. Pour établir cette facture, les consommations font l'objet :

- soit d'un auto-relevé réalisé par le client le jour de la résiliation et communiqué à EDF,
- soit d'une estimation *pro rata temporis*, réalisée par Enedis, basée sur les consommations antérieures du client sur son point de livraison ou, à défaut d'historique disponible et exploitable, sur celles de points de livraison présentant des caractéristiques de consommation comparables (puissance, option tarifaire, zone géographique),
- soit d'un relevé spécial payant lorsqu'il est effectué à la demande du client (le prix figure dans le Catalogue des Prestations ou est obtenu sur simple demande auprès d'EDF).

Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les consommations sont celles télérelevées au jour de la résiliation.

À défaut, les consommations font l'objet d'une estimation *pro rata temporis*, réalisée par Enedis ou d'un relevé spécial dans les mêmes conditions que ci-dessus.

Si à la date effective de la fin de son contrat, le client continue de consommer de l'électricité sur son point de livraison, il doit avoir conclu un nouveau contrat de fourniture d'électricité avec EDF ou tout autre fournisseur, prenant effet à cette même date. À défaut, il prend le risque de voir sa fourniture d'électricité interrompue. En aucun cas, le client ne pourra engager la responsabilité d'EDF ou celle d'Enedis pour toute conséquence dommageable de sa propre négligence et en particulier en cas d'interruption de fourniture.

#### 4. CARACTÉRISTIQUES DES TARIFS RÉGLEMENTÉS

##### 4-1 Choix et structure des tarifs réglementés

Les tarifs proposés par EDF sont fixés par les pouvoirs publics. Ils sont disponibles sur son site [edf.fr](http://edf.fr) et sont communiqués à toute personne qui en fait la demande par voie postale ou électronique.

Le client choisit son tarif en fonction de ses besoins et du conseil tarifaire d'EDF. Les caractéristiques du tarif choisi figurent dans le contrat adressé au client ainsi que sur chaque facture.

Chaque tarif comporte un abonnement et un prix du kWh, dont les montants annuels dépendent de la puissance souscrite et de l'option tarifaire retenue par le client (par exemple : Base, Heures Creuses...). Chacun de ces termes intègre le prix de l'acheminement de l'électricité sur les réseaux.

Les horaires effectifs des périodes tarifaires sont indiqués sur les factures et peuvent varier d'un client à l'autre. Enedis peut être amenée à modifier ces horaires, moyennant un préavis de six mois et en informe EDF qui répercute cette information au client. Les heures réelles de début et de fin des périodes tarifaires peuvent s'écarter de quelques minutes des horaires indiqués sur les factures. À l'exception des jours de changement d'heure, elles respectent les durées journalières des périodes tarifaires précisées dans les tarifs réglementés.

##### 4-2 Mise en extinction – Suppression d'une option tarifaire

Une option tarifaire peut être mise en extinction ou supprimée suite à une décision des pouvoirs publics.

Une option tarifaire mise en extinction ne peut plus être proposée aux clients à compter de la date de prise d'effet de la mise en extinction. La mise en extinction d'une option tarifaire n'entraîne pas la résiliation du contrat en cours, y compris lors de la tacite reconduction de celui-ci. Le client conserve ainsi l'option tarifaire en extinction tant qu'il ne demande pas de modification de l'option tarifaire souscrite. Ainsi, lorsque le client demande à EDF une modification de l'option tarifaire souscrite, il est informé qu'il perd le bénéfice de l'option tarifaire en extinction. À compter de la date d'effet de la mise en extinction, l'application d'une option tarifaire en extinction ne pourra être demandée par un client pour un nouveau contrat. Une option tarifaire mise en extinction peut évoluer suite à une décision des pouvoirs publics dans les conditions prévues à l'article 6-3 des présentes Conditions Générales. Lorsque le client quitte une option tarifaire en extinction, le coût éventuel de modification du dispositif de comptage est à la charge du client.

Quand une option tarifaire est supprimée, EDF en informe le client dans un délai de trois mois à compter de la date d'effet de la décision de

suppression de l'option tarifaire et l'avise de la nécessité de choisir une autre option tarifaire parmi celles en vigueur. S'il n'a pas opéré ce choix dans un délai d'un an à compter de la date d'effet de la suppression de l'option tarifaire, le client se verra appliquer le tarif correspondant prévu par la décision des pouvoirs publics de suppression de ladite option tarifaire. Si le changement de l'option tarifaire nécessite une modification du dispositif de comptage du client, le coût de cette modification est à la charge d'EDF.

##### 4-3 Conseil tarifaire

Lors de la conclusion du contrat, EDF conseille le client sur le tarif à souscrire pour son point de livraison sur la base des éléments d'information recueillis auprès du client sur ses besoins.

En cours de contrat, le client peut contacter EDF pour s'assurer de l'adéquation du tarif souscrit en cas d'évolution de ses besoins. EDF s'engage à répondre, à titre gracieux, à toute demande du client qui souhaiterait disposer d'éléments d'information pour s'assurer que son tarif est adapté à son mode de consommation.

Le client peut demander à modifier son tarif à tout moment dans le respect des conditions définies ci-après.

Ce changement peut donner lieu à la facturation de frais dont le montant figure dans le Catalogue des Prestations ou est obtenu sur simple demande auprès d'EDF.

Lorsqu'à l'occasion de ce changement de tarif, le client obtient une augmentation de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une diminution de cette puissance, ou lorsque le client obtient une diminution de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une augmentation de cette puissance, EDF facture, sans surcoût, en complément des frais mentionnés ci-dessus, le montant facturé par Enedis à EDF, au titre du caractère annuel de la puissance souscrite, selon des modalités qui figurent sur le site [enedis.fr](http://enedis.fr).

La modification de l'option tarifaire est possible dans les conditions prévues dans le tarif d'utilisation du RPD consultable sur le site [enedis.fr/tarif-dacheminement](http://enedis.fr/tarif-dacheminement).

En cas de modification des caractéristiques contractuelles, il n'y a pas d'application rétroactive du nouveau tarif donnant lieu à un remboursement au client.

#### 5. INTERRUPTION DE LA FOURNITURE À L'INITIATIVE D'EDF

EDF peut demander à Enedis de procéder à l'interruption de la fourniture ou à la réduction de la puissance du client en cas de manquement contractuel ou en cas de non-paiement des factures, conformément aux articles 7-3, 7-4 et 7-5.

#### 6. FACTURATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DES PRESTATIONS ANNEXES

##### 6-1 Établissement de la facture

Chaque facture est adressée au client par courrier ou par voie électronique et est établie conformément à la réglementation en vigueur. La facture comporte s'il y a lieu le montant des frais correspondant à des prestations annexes. Les catalogues de ces prestations et les prix applicables sont disponibles sur les sites [edf.fr](http://edf.fr), [enedis.fr/Catalogue\\_des\\_prestations](http://enedis.fr/Catalogue_des_prestations) ou sur simple demande auprès d'EDF. EDF informe le client du prix de la prestation demandée préalablement à toute intervention.

Envoyé en préfecture le 11/06/2021

Reçu en préfecture le 11/06/2021

Affiché le 11/06/2021  ID : 071-257102582-20210603-CS211041-DE

les factures lui sont adressées tous les deux mois. EDF adresse au client une facture établie en fonction de ses consommations réelles au moins une fois par an, sur la base des index transmis par Enedis, si le client a permis l'accès à ses index à Enedis. Les autres factures dites « intermédiaires » sont établies sur la base des consommations estimées du client. Selon les situations, les estimations réalisées par EDF sont basées sur :

- la consommation réelle de l'année précédente réalisée sur la même période,
- ou, si l'historique de relevés de compteur n'est pas assez ancien, la consommation réelle récente réalisée sur un mois minimum,
- ou, si aucun relevé réel n'a encore été réalisé, les consommations moyennes constatées pour les autres clients pour la même puissance souscrite et la même option tarifaire sur la période concernée.

Des précisions sont disponibles sur le site [edf.fr](http://edf.fr). Si le client souhaite que ses factures intermédiaires soient établies sur la base des consommations qu'il relève, il peut transmettre à EDF ses index auto-relevés. À cette fin, chaque facture fait apparaître la période durant laquelle le client peut transmettre par internet, par téléphone ou tout moyen à sa convenance, ses index pour une prise en compte dans l'émission de la facture suivante.

Lorsque les index auto-relevés par le client s'avèrent, après contrôle, incohérents avec ses consommations habituelles ou le précédent index relevé par Enedis et transmis à EDF, la facture est établie sur la même base d'estimation des consommations que celle exposée ci-dessus. Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les factures sont établies en fonction d'index télérelevés et transmis par Enedis.

##### 6-3 Changement de tarif

Le tarif applicable au contrat est susceptible d'évoluer suite à une décision des pouvoirs publics.

En cas de modification du tarif entre deux facturations, le relevé des consommations comporte simultanément des consommations payables à l'ancien tarif et au nouveau. Le montant facturé est alors calculé selon une répartition forfaitaire en proportion de la durée de chaque période écoulée. Les modifications de tarifs sont applicables en cours d'exécution du contrat et font l'objet d'une information générale.

##### 6-4 Contestation et régularisation de facturation

Les contestations et régularisations de facturation donnent lieu à une facture qui en précise les modalités de calcul

###### • Contestation par le client

En application de l'article 2224 du code civil, le client peut contester une ou plusieurs factures pendant une durée maximale de cinq ans à compter du jour où il a eu ou aurait dû avoir connaissance de son droit à agir.

###### • Régularisation par EDF

EDF peut régulariser les factures pendant une durée maximale de deux ans à compter du jour où elle a eu ou aurait dû avoir connaissance de son droit à agir.

La régularisation ne peut porter sur aucune consommation antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé, sauf dans les deux cas suivants :

- lorsque Enedis a signifié au client, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, le défaut d'accès au compteur et l'absence de transmission par le client d'un index relatif à sa consommation réelle,

- en cas de fraude.

Aucune majoration au titre d'intérêt de retard ou de pénalité ne peut être demandée au client à ce titre. Les fraudes portant sur le dispositif de comptage relèvent du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier seront à la charge du client. Ces frais incluent notamment un « forfait Agent assermenté » dont le montant figure au Catalogue des Prestations.

## 7. PAIEMENT DES FACTURES

### 7-1 Paiement des factures

Toute facture doit être payée au plus tard dans un délai de quinze jours calendaires à compter de sa date d'émission. À défaut de paiement intégral dans le délai prévu pour leur règlement, EDF peut relancer le client par tout moyen approprié, y compris par des opérations d'appels par automate. Les sommes dues sont majorées de plein droit de pénalités de retard calculées sur la base d'une fois et demie le taux de l'intérêt légal appliqué au montant de la créance TTC. Le montant de ces pénalités ne peut être inférieur à 7,50 € TTC. Ces pénalités sont exigibles à compter du jour suivant la date de règlement inscrite sur la facture jusqu'à la date de réception du paiement par EDF.

Les factures sont majorées des taxes, contributions et impôts applicables conformément à la réglementation en vigueur au jour de la facturation.

Aucun escompte ne sera appliqué en cas de paiement anticipé.

En cas de pluralité de clients pour un même contrat, ils sont solidairement responsables du paiement des factures.

### 7-2 Modes de paiement

Le client peut choisir de régler ses factures selon les modes de paiement ci-dessous. Il peut changer de mode de paiement en cours de contrat, et en informe EDF par tout moyen.

• **Prélèvement automatique, TIP, TIP en ligne, chèque, carte bancaire**

• **Mensualisation avec prélèvement automatique**  
Pour en bénéficier, le client doit avoir choisi le mode de paiement par prélèvement automatique. La mensualisation permet au client de lisser ses paiements en payant un montant identique tous les mois, pendant onze mois. À cette fin, EDF et le client arrêtent d'un commun accord un échéancier de paiements mensuels et conviennent que ces montants feront l'objet d'un prélèvement automatique sur un compte bancaire, postal ou de caisse d'épargne. L'échéancier pourra être révisé en cours de période si un écart notable apparaît entre la consommation réelle et la consommation estimée, suite à un relevé d'Enedis. Un nouvel échéancier sera alors adressé au client. Dans tous les cas, une facture de régularisation sera adressée au client le douzième mois sur la base des consommations réelles relevées par Enedis ou, à défaut, sur la base de ses consommations estimées. Le prix de toute option ou prestation complémentaire souscrite en cours de contrat sera ajouté au montant de la facture de régularisation.

### • Espèces

Le client a la possibilité de régler sa facture en espèces sans frais dans les bureaux de Poste, muni de sa facture. Les modalités pratiques font l'objet d'une information sur le site [edf.fr](http://edf.fr) ou sur simple appel à EDF.

• **Chèque énergie** conformément aux articles R. 124-1 et suivants du code de l'énergie.

### 7-3 Responsabilité du paiement

Selon les indications du client, les factures sont expédiées :

- soit au(x) client(s) à l'adresse du point de livraison,
- soit au(x) client(s) à une adresse différente de celle du point de livraison,
- soit à l'adresse d'un tiers désigné comme payeur par le(s) client(s).

Dans tous les cas, le(s) client(s) reste(nt) responsable(s) du paiement des factures.

### 7-4 Mesures prises par EDF en cas de non-paiement

En l'absence de paiement intégral à la date limite de paiement indiquée sur la facture et sous réserve des dispositions de l'article 7-5, EDF informe le client par courrier, valant mise en demeure, qu'à défaut de règlement dans un délai supplémentaire de quinze jours par rapport à la date limite de paiement indiquée sur sa facture, sa fourniture pourra être réduite ou suspendue.

À défaut d'accord entre EDF et le client dans le délai supplémentaire mentionné ci-dessus, EDF avise le client par courrier valant mise en demeure que :

- en l'absence de paiement dans un délai de vingt jours, sa fourniture sera réduite ou suspendue,
- si aucun paiement n'est intervenu dix jours après l'échéance de ce délai de vingt jours, EDF pourra résilier le contrat de plein droit.

Le client peut saisir les services sociaux s'il estime qu'il éprouve des difficultés particulières au regard notamment de son patrimoine, de l'insuffisance de ses ressources ou de ses conditions d'existence et que sa situation relève des dispositions de l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles.

Tout déplacement pour réduction ou suspension de la fourniture donne lieu à facturation de frais selon le Catalogue des Prestations, sauf pour les clients reconnus en situation de précarité par les Commissions Fonds de Solidarité pour le Logement et les clients bénéficiaires d'un chèque énergie s'étant fait connaître d'EDF, tels que mentionnés à l'article 7-5, selon les modalités prévues par la réglementation en vigueur.

### 7-5 Dispositions pour les clients en situation de précarité

#### • Chèque énergie

Conformément à la réglementation en vigueur, le client, dont les ressources du foyer sont inférieures à un montant défini par décret, bénéficie, conformément aux articles R. 124-1 et suivants du code de l'énergie, d'un chèque énergie qui peut servir au paiement de ses factures d'électricité. Ce dispositif fait l'objet d'une information sur le site [chequeenergie.gouv.fr](http://chequeenergie.gouv.fr), sur le site [edf.fr](http://edf.fr) et sur simple appel au :

**0 805 204 805** Service & appel gratuits

#### • Fonds de solidarité pour le logement (« FSL »)

Lorsque le contrat alimente la résidence principale du client et que celui-ci éprouve des difficultés à s'acquitter de sa facture d'électricité, il peut déposer auprès du FSL de son département une demande d'aide au paiement de ses

situation d'impayé d'une facture d'électricité auprès du FSL, le client bénéficie du maintien de la fourniture d'électricité jusqu'à ce qu'il ait été statué sur sa demande d'aide. Toutefois, à défaut d'une décision d'aide prise dans un délai de deux mois, EDF peut procéder à la suspension de la fourniture d'électricité vingt jours après en avoir avisé le client par courrier.

### • Dispositions communes

Le délai supplémentaire de quinze jours mentionné à l'article 7-4 est porté à trente jours dans les trois cas suivants :

- si le client est bénéficiaire d'un chèque énergie conformément aux articles R 124-1 et suivants du code de l'énergie.
- lorsqu'il a déjà reçu une aide du FSL pour régler sa facture auprès d'EDF,
- si sa situation relève d'une convention signée entre EDF et le département de résidence du client sur les situations d'impayés en matière de fourniture d'énergie.

### 7-6 Délai de remboursement

#### • En cours de contrat, lorsqu'une facture fait apparaître un trop-perçu :

- si le client est mensualisé, il est remboursé sous quinze jours, quel que soit le montant du trop-perçu,
- si le client n'est pas mensualisé, le client est remboursé sous quinze jours lorsque le trop-perçu est supérieur à 15 € TTC. S'il s'agit d'une somme inférieure, elle sera déduite de la prochaine facture du client sauf si le client fait une demande de remboursement à EDF, auquel cas il est remboursé sous quinze jours à compter de sa demande.

#### • En cas de résiliation du contrat :

si la facture de résiliation fait apparaître un trop-perçu en faveur du client, EDF rembourse ce montant dans un délai maximal de quinze jours à compter de la date d'émission de la facture de résiliation.

• **En cas de non-respect par EDF de ces délais :**  
les sommes à rembourser seront majorées, de plein droit et sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités calculées sur la base d'une fois et demie le taux de l'intérêt légal appliqué au montant de la créance TTC. Le montant de ces pénalités ne peut être inférieur à 7,50 € TTC.

### 7-7 Impôts, taxes et contributions

Les prix afférents au présent contrat sont majorés de plein droit du montant des taxes, impôts, charges, redevances ou contributions de toute nature, actuels ou futurs, supportés ou dus par EDF dans le cadre de la production et/ou de la fourniture d'électricité, ainsi que de l'accès au réseau public de transport et de distribution et son utilisation en application de la législation et/ou de la réglementation. Toutes modifications et/ou évolutions de ces taxes, impôts, charges, redevances ou contributions de toute nature seront immédiatement applicables de plein droit au contrat en cours d'exécution.

## 8. RESPONSABILITÉ

### 8-1 Responsabilité d'EDF vis-à-vis du client

EDF est responsable des dommages directs et certains causés au client en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de la fourniture d'électricité, sauf dans les cas de force majeure.

## 8-2 Responsabilité du client vis-à-vis d'EDF et d'Enedis

Le client est responsable des dommages directs et certains causés à EDF en cas de non-respect de ses obligations contractuelles, sauf en cas de force majeure.

Le client est responsable en cas de non-respect et de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à Enedis suivant les modalités précisées dans l'annexe des présentes Conditions Générales.

## 9. DONNÉES À CARACTÈRE PERSONNEL

EDF regroupe dans ses fichiers clientèle et marketing des données à caractère personnel relatives à ses clients. Ces fichiers sont gérés en conformité avec la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978 modifiée relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés et avec le règlement (UE) 2016/679 du 27 avril 2016 relatif à la protection des personnes physiques à l'égard du traitement des données personnelles et à la libre circulation de ces données.

La collecte de certaines données est obligatoire, notamment les nom, prénom, adresse du client, tarif choisi.

D'autres données sont facultatives : coordonnées bancaires, adresse payeur, caractéristiques des installations intérieures, coordonnées téléphoniques, courrier électronique... Leur communication est nécessaire pour bénéficier d'un service personnalisé (espace client, facture électronique...).

Les données nécessaires à Enedis et, le cas échéant, aux établissements financiers et postaux, aux prestataires pour les opérations de recouvrement ou de gestion du chèque énergie, aux structures de médiation sociale, ainsi qu'aux tiers autorisés, leur sont communiquées par EDF. EDF conserve les données collectées pendant la durée du contrat et 5 ans à compter de sa résiliation.

Les fichiers ont pour finalité la gestion des contrats (dont le suivi de consommation, la facturation et le recouvrement) et les opérations commerciales (dont la prospection commerciale) réalisées par EDF. La prospection par voie électronique par EDF est possible si le client y a préalablement consenti de manière expresse. Le client dispose, s'agissant des informations personnelles le concernant :

- d'un droit d'accès ainsi que d'un droit de rectification dans l'hypothèse où ces informations s'avèreraient inexactes, incomplètes, équivoques et/ou périmées,
- d'un droit d'opposition, sans frais, à l'utilisation par EDF de ces informations à des fins de prospection commerciale. Lorsque le client exerce son droit d'opposition, EDF prend les mesures nécessaires afin qu'il ne soit plus destinataire des opérations de prospection.
- d'un droit à la limitation du traitement dont ses données font l'objet,
- d'un droit à la portabilité de ses données en application de la réglementation.

Le client peut exercer les droits susvisés auprès de l'entité EDF qui gère son contrat. Les coordonnées de cette entité figurent sur les factures adressées au client. En outre, le droit d'opposition peut s'exercer par téléphone, par courrier électronique à l'adresse « mesdonnees@edf.fr » ou par le lien de désabonnement figurant sur tout courrier électronique adressé par EDF. Ces droits peuvent également être exercés auprès du Délégué à la protection des données d'EDF à l'adresse suivante :

Tour EDF  
20, Place de la Défense  
92050 Paris La Défense

ou par courrier électronique à l'adresse « informatique-et-libertes@edf.fr ».

Enfin, le client dispose de la possibilité d'introduire un recours auprès de la Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés.

## 10. MODES DE RÈGLEMENT DES LITIGES

### 10-1 Modes de règlement internes

En cas de litige relatif à l'exécution du contrat, le client peut adresser une réclamation orale ou écrite accompagnée éventuellement d'une demande d'indemnisation, au Centre de Relation Client (CRC) dont les coordonnées figurent sur sa facture. Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par le CRC, il peut saisir l'instance d'appel interne aux coordonnées suivantes :

EDF Service Consommateurs - TSA 20021,  
41975 Blois Cedex 9

Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par le Service Consommateurs, il peut saisir le Médiateur EDF par le formulaire internet disponible sur le site [mediateur.edf.fr](http://mediateur.edf.fr) ou par courrier aux coordonnées suivantes :

Médiateur d'EDF - TSA 50026,  
75804 Paris Cedex 08

Si ce litige concerne l'acheminement, le client peut également formuler sa réclamation directement à Enedis à l'adresse [enedis.fr/reclamations](http://enedis.fr/reclamations) ou par courrier à l'adresse suivante :

Enedis  
Tour Enedis - 34 place des Corolles  
92079 Paris La Défense Cedex.

Lorsqu'elle est accompagnée d'une demande d'indemnisation, la réclamation doit être adressée par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, dans un délai de vingt jours calendaires à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle il en a eu connaissance, et doit mentionner la date, le lieu et si possible l'heure de(s) l'incident(s) supposé(s) être à l'origine des dommages, ainsi que la nature et si possible le montant estimé des dommages directs et certains. Les modalités de traitement des réclamations applicables en la matière sont à disposition des clients sur le site [enedis.fr/reclamations](http://enedis.fr/reclamations).

### 10-2 Modes de règlement externes

Sans avoir épuisé les recours internes exposés à l'article 10-1, dans le cas où le différend avec EDF n'a pas fait l'objet d'une réponse satisfaisante ou si le litige n'a pas été résolu dans un délai de deux mois à compter de la réception de

Envoyé en préfecture le 11/06/2021

Reçu en préfecture le 11/06/2021

Affiché le 11/06/2021

ID : 071-257102582-20210603-CS21-041-DE-gra-

tuellement le médiateur national de l'énergie sur le site [energie-mediateur.fr](http://energie-mediateur.fr) ou par courrier à :

Médiateur national de l'énergie  
Libre réponse n°59252  
75443 Paris Cedex 09

Ces modes de règlement amiable internes et externes des litiges sont facultatifs pour le client. Il peut donc à tout moment saisir les tribunaux de l'ordre judiciaire compétents.

## 11. ÉVOLUTION DES CONDITIONS GÉNÉRALES

En cas d'évolution, de nouvelles Conditions Générales seront élaborées selon les mêmes modalités que les présentes.

EDF informera le client des modifications apportées aux Conditions Générales au moins un mois avant leur date d'entrée en vigueur par voie postale ou par voie électronique conformément à la réglementation en vigueur. En cas de non-acceptation par le client de ces modifications contractuelles, le client peut résilier son contrat sans pénalité, conformément à l'article 3.4, dans un délai de trois mois à compter de la réception par le client du projet de modification.

Ces dispositions ne sont pas applicables en cas de modifications contractuelles imposées par voie législative ou réglementaire.

## 12. CORRESPONDANCE ET INFORMATIONS

Pour contacter EDF par courrier, le client doit se reporter à l'adresse postale figurant sur la facture. Il peut également contacter un conseiller EDF par téléphone au 09 69 32 15 15 (appel non surtaxé) ou par courrier électronique à l'adresse « [serviceclient@edf.fr](mailto:serviceclient@edf.fr) ».

Pendant la durée du contrat, EDF met à disposition du client, un espace client personnel sécurisé sur le site [edf.fr](http://edf.fr), lui permettant notamment de consulter son contrat et ses factures et de suivre ses consommations. Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, le client peut accéder à ses données de consommation sur cet espace client et sur l'espace sécurisé mis à disposition par Enedis sur le site [enedis.fr](http://enedis.fr).

Le client peut accéder à l'aide-mémoire du consommateur d'énergie à l'adresse suivante : <https://www.economie.gouv.fr/dgccrff/Consommation/faq-sur-ouverture-des-marches-electricite-et-gaz-naturel>

Le client qui ne souhaite pas faire l'objet de prospection commerciale par téléphone peut s'inscrire gratuitement sur la liste d'opposition Bloctel sur le site [bloctel.gouv.fr](http://bloctel.gouv.fr).

La consommation d'électricité doit être sobre et respectueuse de l'environnement.



EDF SA  
22-30 avenue de Wagram  
75382 Paris Cedex 08 - France  
Capital de 1463719402 euros  
552 081 317 R.C.S. Paris

[www.edf.fr](http://www.edf.fr)

Direction Commerce

Tour EDF  
20, place de La Défense  
92050 Paris La Défense cedex

Origine 2016 de l'électricité vendue par EDF :  
89,13 % nucléaire, 5,53 % renouvelables (dont 4,51 % hydraulique),  
1,44 % charbon, 2,58 % gaz, 1,32 % fioul.  
Indicateurs d'impact environnemental sur [www.edf.fr](http://www.edf.fr)

L'énergie est notre avenir, économisons-la !

# Synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du Réseau Public de Distribution basse tension pour les clients en Contrat Unique

Identification : Annexe 2 bis au contrat GRD-F

Version : 7.1

## Préambule

Dans le présent document le terme "Enedis" désigne le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité.

Le présent document reprend de manière synthétique l'ensemble des clauses des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du Réseau Public de Distribution (RPD) basse tension, qui explicitent les engagements d'Enedis et du Fournisseur vis-à-vis du Client, ainsi que les obligations que doit respecter le Client. Il concerne les Clients ayant signé un Contrat Unique avec un Fournisseur.

Ces dispositions générales sont incluses dans le contrat dénommé par l'usage « Contrat GRD-F », conclu entre Enedis et le Fournisseur, afin de permettre l'acheminement effectif de l'énergie électrique. La reproduction du Contrat GRD-F en annexe au Contrat Unique selon des modalités permettant une consultation simple et complète pour le Client est assurée au moyen de la présente annexe. Tout engagement complémentaire ou différent de ceux énoncés dans le contrat GRD-F que le Fournisseur aurait souscrit envers le Client, notamment en matière de continuité ou de qualité de fourniture, ne saurait être opposable à Enedis et engage le seul Fournisseur vis-à-vis de son Client.

Le Contrat GRD-F en vigueur est aussi directement disponible sur le site internet d'Enedis : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr)

Le Client est informé, préalablement à la conclusion du Contrat Unique, que, sur ce même site, Enedis publie également :

- ses référentiels technique et clientèle, qui exposent les règles qu'Enedis applique à l'ensemble des utilisateurs du RPD ; l'état des publications des règles du référentiel clientèle d'Enedis est accessible à l'adresse [http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-GUI-CF\\_04E.pdf](http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-GUI-CF_04E.pdf)
- son catalogue des prestations, qui présente l'offre d'Enedis aux Clients et aux Fournisseurs d'électricité et est disponible sur le site d'Enedis [www.enedis.fr/Catalogue\\_des\\_prestations](http://www.enedis.fr/Catalogue_des_prestations). Le Client peut demander à bénéficier de chacune des prestations proposées.

Les procédures et prestations relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD sont réalisées selon les modalités techniques et financières définies dans les référentiels d'Enedis et dans son catalogue des prestations. En cas de contradiction entre les référentiels et le catalogue des prestations d'une part et la présente annexe du contrat GRD-F d'autre part, les dispositions de la présente annexe prévaudront.

Les mots ou groupes de mots commençant par une majuscule sont définis au glossaire de la présente annexe.

## Glossaire

**Client** : utilisateur du RPD consommant de l'électricité achetée à un fournisseur exclusif, via un Contrat Unique. Un Client peut l'être sur plusieurs sites.

**Compteur** : équipement de mesure de la consommation et/ou de la production d'électricité.

**Compteur Communicant** : Compteur connecté au réseau de télécommunication et/ou utilisant le courant porteur en ligne, déclaré comme commu-

nicant par le GRD et intégré dans les nouveaux systèmes d'information du GRD permettant d'utiliser toutes les fonctionnalités du Compteur Communicant. Ses caractéristiques techniques sont fixées par l'arrêté du 4 janvier 2012. Le Compteur Communicant est consultable à distance à partir des systèmes d'information administrés par le GRD.

**Contrat GRD-F** : contrat conclu entre un GRD et un fournisseur relatif à l'accès et l'utilisation du RPD. Il est conclu en application de l'article L 111-92 du code de l'énergie, en vue de permettre au fournisseur de proposer aux Clients un Contrat Unique.

**Contrat Unique** : contrat regroupant la fourniture d'électricité, l'accès et l'utilisation du RPD, signé entre un Client et un fournisseur unique pour un ou plusieurs PDL. Il suppose l'existence d'un Contrat GRD-F préalablement conclu entre le fournisseur concerné et Enedis. Il comprend la présente annexe 2bis du Contrat GRD-F.

**Disjoncteur de branchement (ou disjoncteur général)** : appareil général de commande et de protection de l'installation électrique intérieure du Client. Il coupe le courant en cas d'incident (surcharge, court-circuit...). Une fois le problème résolu, le courant peut être rétabli en réarmant le disjoncteur.

**Fournisseur** : entité titulaire de l'autorisation d'achat pour revente d'électricité, conformément à l'article L333-1 du code de l'énergie et signataire d'un Contrat GRD-F avec Enedis, en vue de proposer aux Clients un Contrat Unique.

**GRD (Gestionnaire du Réseau public de Distribution)** : personne morale en charge de l'exploitation, l'entretien et du développement du RPD dans une zone donnée et, le cas échéant, de l'interconnexion avec d'autres réseaux, ainsi que de garantir la capacité à long terme du réseau à satisfaire une demande raisonnable de distribution d'électricité.

**Point de Livraison (PDL)** : point physique situé à l'aval des bornes de sortie du Disjoncteur de branchement, si le Client dispose d'une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA ou de l'organe de sectionnement, si le Client dispose d'une puissance souscrite supérieure à 36 kVA, et au niveau duquel le Client soutire de l'électricité au RPD. L'identifiant et l'adresse du PDL sont précisés dans le Contrat Unique du Client.

## 1. Le cadre général de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

En tant que GRD sur les territoires qui lui sont concédés, Enedis assure la mission d'acheminement de l'énergie électrique jusqu'au PDL du Client, ainsi que les prestations qui en découlent, dans les conditions régies par les textes légaux et réglementaires en vigueur, et par le cahier des charges de concession de distribution publique d'électricité applicable au PDL du Client. Ces missions sont exercées dans des conditions objectives, transparentes, et non discriminatoires.

Le Client a la possibilité d'obtenir auprès d'Enedis le cahier des charges de concession dont relève son PDL, selon les modalités publiées sur le site d'Enedis <http://www.enedis.fr/Concessions>.

Le Client choisit son Fournisseur d'électricité et conclut avec lui un Contrat Unique. Il dispose alors d'un interlocuteur privilégié en la personne de son Fournisseur, tant pour la fourniture d'électricité que pour l'accès et l'utilisation du RPD. Le Client et Enedis peuvent toutefois être amenés à avoir des relations directes notamment dans les cas suivants :

- prise de rendez-vous lorsque le rendez-vous pris par le Fournisseur ne peut être honoré, ou en cas d'échec de télé-opération pour les Clients équipés d'un Compteur Communicant ;
- fourniture, pose, modification, contrôle, entretien et renouvellement, et relevé des dispositifs de comptage ;
- accès au dispositif de comptage ;
- dépannage de ces dispositifs de comptage ;
- réclamation mettant en cause la responsabilité d'Enedis en manquement à ses obligations détaillées au paragraphe 2 ;
- contrôle du respect des engagements du Client en matière de qualité et de non-perturbation du RPD ;
- enquêtes qu'Enedis peut être amenée à entreprendre auprès du Client, en vue d'améliorer la qualité de ses prestations.

Les coordonnées d'Enedis figurent dans le Contrat Unique du Client.

## 2. Les obligations d'Enedis dans le cadre de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

### 2.1. Les obligations d'Enedis à l'égard du Client

Enedis est tenue à l'égard du Client de :

#### 1) garantir un accès non discriminatoire au RPD

#### 2) assurer l'accueil dépannage et les interventions nécessaires au dépannage

Le numéro de téléphone d'appel dépannage 24h/24 est indiqué sur les factures que le Fournisseur adresse au Client, en précisant qu'il s'agit des coordonnées d'Enedis.

#### 3) garantir l'accès du Client à l'historique disponible de ses données de consommation, conformément aux modalités définies par Enedis sur son site [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr).

#### 4) offrir la possibilité au Client qui dispose d'une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA de communiquer ses index, lorsqu'il ne dispose pas d'un Compteur Communicant : c'est l'auto-relevé.

Ces index peuvent être communiqués à Enedis directement ou via son Fournisseur.

Ces index font l'objet d'un contrôle de cohérence par Enedis notamment sur la base de l'historique de consommation du Client sur ce PDL. Enedis peut prendre contact avec le Fournisseur ou le Client pour valider l'index transmis, voire programmer un rendez-vous avec le Client pour un relevé spécial payant.

Cet auto-relevé ne dispense pas le Client de laisser les agents d'Enedis accéder au Compteur conformément au paragraphe 3-2 ci-après.

### 2.2. Les obligations d'Enedis à l'égard du Client comme du Fournisseur

Enedis est tenue à l'égard du Client comme du Fournisseur de :

#### 1) acheminer l'énergie électrique jusqu'au Point de Livraison du Client, en respectant les standards de qualité définissant l'onde électrique mentionnés ci-dessous conformément à la réglementation en vigueur (dont les articles D322-1 à D 322-10 du code de l'énergie relatifs aux missions des gestionnaires des réseaux publics de distribution en matière de qualité de l'électricité et les prescriptions du cahier des charges de concession applicable).

##### > Engagements d'Enedis en matière de continuité :

Enedis s'engage à mettre en œuvre tous les moyens pour assurer une continuité d'alimentation en électricité, dans les limites des techniques

existantes concernant le réseau et le système électrique. Enedis informe le Client, sur son site internet à la page <http://www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite>, sur les précautions élémentaires à mettre en œuvre pour se prémunir des conséquences d'une coupure d'électricité.

##### > Engagements d'Enedis en matière de qualité de l'onde :

Enedis s'engage à livrer au Client une électricité d'une qualité régulière, définie et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique.

La tension nominale est de 230 V en courant monophasé et de 400 V en courant triphasé. Enedis maintient la tension de fourniture au PDL à l'intérieur d'une plage de variation fixée conformément aux articles D322-9 et 10 du code de l'énergie : entre 207 V et 253 V en courant monophasé, et entre 360 V et 440 V en courant triphasé. La valeur nominale de la fréquence de la tension est de 50 Hertz. Les conditions de mesure de ces caractéristiques sont celles de la norme NF EN 50160 disponible auprès de l'AFNOR.

Ces engagements d'Enedis en matière de continuité et de qualité de l'onde électrique ne sont pas applicables dans les cas relevant de la force majeure tels que décrits au paragraphe 6-4 et dans les cas énoncés ci-après :

- circonstances insurmontables liées à des phénomènes atmosphériques ;
- lorsque des interventions programmées sur le réseau sont nécessaires. La durée d'une coupure pour travaux peut exceptionnellement atteindre dix heures mais ne peut en aucun cas les dépasser ;
- dans les cas cités aux articles 5-5 et 5-6 ci-après ;
- lorsque la continuité d'alimentation en électricité est interrompue pour des raisons accidentelles, sans faute de la part d'Enedis, du fait imprévisible et irrésistible d'un tiers ;
- lorsque la qualité de l'électricité acheminée pour des usages professionnels subit des défauts dus au fait imprévisible et irrésistible d'un tiers, pour des raisons accidentelles, sans faute de la part d'Enedis.

En cas de coupure longue d'une durée supérieure à celle fixée par la décision en vigueur sur les tarifs d'utilisation du RPD, Enedis verse une pénalité au bénéfice du Client concerné, le cas échéant via son Fournisseur. Le montant et les conditions d'application de cette pénalité sont définis conformément à la décision en vigueur sur les tarifs d'utilisation du RPD. A titre d'information, dans la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 relative aux tarifs d'utilisation du RPD :

- cette pénalité est versée pour toute coupure de plus de 5 heures, imputable à une défaillance du RPD géré par Enedis ou du réseau public de transport géré par RTE ;
- elle est égale à un montant forfaitaire, décliné par niveau de tension et par tranche de 5 heures de coupure, dans la limite de 40 tranches consécutives de 5 heures ;
- elle s'applique automatiquement, sans préjudice d'une éventuelle indemnisation au titre de la responsabilité civile de droit commun d'Enedis ;
- afin de prendre en compte les situations extrêmes, conformément à la délibération précitée, cette pénalité n'est pas versée aux Clients concernés, en cas de coupure de plus de 20% de l'ensemble des Clients finals alimentés directement ou indirectement par le réseau public de transport.

#### 2) réaliser les interventions techniques selon les modalités techniques et financières des référentiels d'Enedis et de son catalogue des prestations.

Dans le cas où Enedis n'est pas en mesure d'honorer un rendez-vous, il lui appartient d'en informer le Client, au moins 2 jours ouvrés avant la date fixée. Si elle ne le fait pas et que le rendez-vous est manqué du fait d'Enedis, Enedis verse automatiquement au bénéfice du Client concerné, via le Fournisseur, un montant égal à celui facturé en cas de déplacement vain.

Dans le cas où un rendez-vous nécessaire à la réalisation d'une prestation par Enedis est manqué du fait du Client ou du Fournisseur, Enedis facture au Fournisseur un frais pour déplacement vain, sauf lorsque le Client ou le Fournisseur a reporté ou annulé ce rendez-vous plus de 2 jours ouvrés avant la date fixée.



Si le Client démontre qu'il n'a pas été en mesure d'honorer, d'annuler ou de reporter ce rendez-vous en raison d'un cas de force majeure, Enedis procède alors au remboursement du frais appliqué.

Les frais pour déplacement vain ou de dédit sont régis par les décisions sur les tarifs d'utilisation du RPD et des prestations annexes réalisées à titre exclusif par le GRD. Leur montant figure au catalogue des prestations d'Enedis en vigueur.

### 3) assurer les missions de comptage dont elle est légalement investie.

Enedis est chargée du relevé, du contrôle, de la correction éventuelle, de la validation des données de comptage et de la mise à disposition de ces données validées auprès des utilisateurs autorisés.

Le dispositif de comptage comprend notamment :

- si le Client dispose d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA : le Compteur pour l'enregistrement des consommations et le Disjoncteur de branchement. La puissance souscrite est limitée par le Disjoncteur de branchement lorsque le Client ne dispose pas d'un Compteur communicant, ou par le Compteur Communicant ;
- si le Client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA : le Compteur et les transformateurs de courant pour l'enregistrement des consommations et le contrôle de la puissance souscrite.

Le dispositif de comptage permet la mesure et le contrôle des caractéristiques de l'électricité acheminée ainsi que leur adaptation aux conditions contractuelles. Il est fourni par Enedis, à l'exception du Disjoncteur qui doit être fourni par le Client dans le cas où celui-ci demande une puissance supérieure à 36 kVA.

La pose d'un Compteur Communicant s'effectue à l'initiative d'Enedis conformément aux dispositions des articles R341-4 à 8 du code de l'énergie. Dans le cas où le Client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA, si le Client ou son Fournisseur souhaite un service nécessitant un Compteur Communicant alors que le Client n'en dispose pas encore, Enedis installe ce Compteur, sous réserve de faisabilité technique, conformément aux modalités définies dans ses référentiels et son catalogue des prestations.

Enedis est en outre chargée du contrôle métrologique de tous les éléments du dispositif de comptage, de la pose, de l'entretien et du renouvellement des éléments du dispositif de comptage qu'elle a fournis. Les frais correspondant sont à la charge d'Enedis, sauf en cas de détérioration imputable au Client.

Le Client peut demander la vérification des éléments de son dispositif de comptage soit par Enedis, soit par un expert choisi en commun accord parmi les organismes agréés par le service chargé du contrôle des instruments de mesure. Les frais sont à la charge d'Enedis si ces appareils ne sont pas reconnus exacts dans les limites réglementaires de tolérance, et à celle du Client dans le cas contraire.

En cas de dysfonctionnement du dispositif de comptage ayant une incidence sur l'enregistrement des consommations, ou de fraude dûment constatée par Enedis, Enedis informe le Client de l'évaluation des consommations à rectifier. Cette évaluation est faite par comparaison avec des périodes similaires de consommation du PDL concerné ou avec celles d'un PDL présentant des caractéristiques de consommation comparables conformément aux modalités décrites dans les référentiels d'Enedis. Enedis peut modifier cette évaluation sur la base d'éléments circonstanciés communiqués par le Client. Sans réponse du Client à la proposition d'évaluation dans un délai de 30 jours calendaires, l'évaluation produite est considérée comme validée et Enedis procède à la rectification.

Dans le cadre de l'exécution du Contrat Unique, le Fournisseur est chargé du recouvrement de la facture rectificative.

Conformément à l'article L224-11 du code de la consommation, aucune consommation antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé ne peut être imputée au Client, sauf dans les deux cas suivants :

- lorsqu'Enedis a signifié au Client par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, le défaut d'accès au compteur et l'absence de transmission par le Client d'un index relatif à sa consommation réelle ;
- ou en cas de fraude.

### 4) assurer la sécurité des tiers relativement au RPD

**5) entretenir le RPD, le développer ou le renforcer** selon la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux sur le RPD entre Enedis et l'autorité concédante, définie dans chaque cahier des charges de concession.

### 6) informer le Client en cas de coupures pour travaux ou pour raison de sécurité

Lorsque des interventions programmées sur le réseau sont nécessaires, Enedis les porte à la connaissance du Client et du Fournisseur, au moins 3 jours à l'avance, avec l'indication de la durée prévisible d'interruption, par voie de presse, d'affichage ou d'informations individualisées, conformément aux prescriptions du cahier des charges de concession.

Lorsqu'Enedis est amenée à couper une alimentation pour des raisons de sécurité, elle fait ses meilleurs efforts pour en informer les clients concernés.

### 7) informer le Client lors des coupures suite à incident affectant le RPD

Enedis met à disposition du Client et du Fournisseur un numéro d'appel permettant d'obtenir les renseignements en possession d'Enedis relatifs à la coupure subie. Le numéro de téléphone à appeler est indiqué sur les factures que le Fournisseur adresse au Client.

### 8) assurer la protection des informations commercialement sensibles et des données à caractère personnel

Pour l'exécution du Contrat Unique, le Client autorise Enedis à communiquer ses données de comptage à son Fournisseur. Le Client ne peut remettre en cause cette désignation.

#### > Protection des informations commercialement sensibles :

Enedis préserve la confidentialité des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont elle a connaissance dans l'exercice de ses missions, conformément aux dispositions de l'article L111-73 du code de l'énergie.

#### > Protection des données à caractère personnel :

Enedis protège les données à caractère personnel communiquées directement par le Client ou via son Fournisseur à Enedis conformément à la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978 modifiée, relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés, dite « Informatique et Libertés ».

La collecte de certaines données, notamment l'identité ou la raison sociale et l'adresse du client est obligatoire et permet à Enedis d'assurer l'exécution du Contrat Unique signé entre le Client et son Fournisseur, pour l'accès et l'utilisation du RPD géré par Enedis. Par ailleurs, Enedis pourrait être amenée à collecter des informations complémentaires facultatives pour l'exécution du présent contrat mais néanmoins nécessaires dans le cadre de l'exécution de ses missions de service public.

Conformément à ladite loi, le Client dispose d'un droit d'opposition, pour des motifs légitimes, d'accès, de rectification et de suppression portant sur les données à caractère personnel le concernant. Le Client peut exercer ces droits soit via son Fournisseur, soit directement auprès d'Enedis par courriel adressé à « [adnrc-support@enedis.fr](mailto:adnrc-support@enedis.fr) » ou en écrivant à :

Enedis – Tour Enedis  
Pôle clients – ADNCR  
34, place des Corolles  
92079 PARIS LA DEFENSE CEDEX

Enedis peut être amenée à conserver les données personnelles du client pendant toute la durée du contrat unique et pendant une période maximale de 5 ans à compter de la résiliation de ce contrat.

La transmission au Fournisseur de la Courbe de Charge du Client par Enedis nécessite une autorisation du Client, conformément à la loi n°78-17 du 6 janvier 1978 dite « Informatique et Libertés » :

- à Enedis : pour la collecte et la transmission de cette Courbe de Charge par Enedis au Fournisseur. Cette autorisation peut être adressée soit directement à Enedis, soit via le Fournisseur. Dans ce dernier cas, le

Fournisseur s'engage à recueillir le consentement préalable du Client et à en apporter la preuve sur simple demande d'Enedis ;

- au Fournisseur : pour le traitement de cette donnée par le Fournisseur.

Le Client peut également autoriser la collecte et la transmission par Enedis de la Courbe de Charge à un tiers dans les conditions définies dans les référentiels d'Enedis disponibles sur le site internet d'Enedis à la page <http://www.enedis.fr/documents?types=12>.

### 9) traiter les réclamations relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD qui lui sont adressées

### 10) indemniser le Client dès lors que la responsabilité d'Enedis est engagée au titre du paragraphe 6-1

#### 2.3. Les obligations d'Enedis à l'égard du Fournisseur

Enedis s'engage spécifiquement à l'égard du Fournisseur à :

- élaborer, valider et lui transmettre les données qui lui sont nécessaires pour facturer le Client en Contrat Unique ;
- assurer l'accueil et le traitement de ses demandes ;
- suspendre ou limiter l'accès du Client au RPD à la demande du Fournisseur, selon les modalités définies dans ses référentiels et son catalogue des prestations ;
- transmettre au gestionnaire de réseau de transport RTE, et le cas échéant au responsable d'équilibre désigné par le Fournisseur, les données nécessaires à la reconstitution des flux ;
- autoriser l'établissement d'un lien hypertexte du site internet du Fournisseur vers la page d'accueil du site internet d'Enedis.

## 3. Les obligations du Client dans le cadre de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

Le Client s'engage à :

### 1) assurer la conformité de ses installations intérieures aux textes et normes applicables et satisfaire à une obligation de prudence, notamment pour éviter que ses installations perturbent le réseau et pour qu'elles supportent les perturbations liées à l'exploitation du RPD.

Enedis met à disposition du Client, sur son site internet à la page [www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite](http://www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite), des informations sur les précautions élémentaires à mettre en œuvre pour que l'installation intérieure et les appareils électriques du Client supportent les conséquences de perturbations sur le réseau et évitent de perturber le RPD.

L'installation électrique intérieure du Client commence :

- à l'aval des bornes de sortie du disjoncteur de branchement si le Client dispose d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA ;
- à l'aval des bornes de sortie de l'appareil de sectionnement si le Client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA.

L'installation intérieure est placée sous la responsabilité du Client. Elle doit avoir été réalisée conformément aux textes et normes en vigueur, en particulier la norme NF C 15-100, disponible auprès de l'AFNOR.

Elle est entretenue de manière à éviter tout trouble de fonctionnement sur le RPD et à ne pas compromettre la sécurité des personnes qui interviennent sur ce réseau, ni celle du public.

Le Client doit :

- veiller à la conformité de ses appareils et installations électriques aux normes en vigueur. En aucun cas, Enedis n'encourt de responsabilité en raison de la défectuosité ou d'un défaut de sécurité des installations intérieures du Client ;
- ne pas raccorder un tiers à son installation intérieure.

Enedis se réserve le droit de contrôler le respect de ces obligations par le Client.

### 2) garantir le libre accès et en toute sécurité d'Enedis au dispositif de comptage

Le Client s'engage à prendre toute disposition pour permettre à Enedis d'effectuer :

- la pose, la modification, l'entretien et la vérification du matériel de comptage. Dans le cadre du déploiement des Compteurs Communicants, le Client doit laisser Enedis procéder au remplacement du Compteur conformément aux dispositions de l'article R341-4 à 8 du code de l'énergie ;
- le dépannage du dispositif de comptage, conformément à la mission de comptage dévolue à Enedis en application de l'article L322-8 du code de l'énergie ;
- le relevé du Compteur au moins une fois par an, si le Client dispose d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA, autant de fois que nécessaire si le Client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA. Dans les cas où l'accès au Compteur nécessite la présence du Client, celui-ci est informé au préalable du passage d'Enedis. Si un Compteur n'a pas pu être relevé du fait de l'impossibilité de cet accès, Enedis peut demander un rendez-vous avec le Client pour un relevé spécial qui sera facturé via le Fournisseur dans les conditions prévues au catalogue des prestations d'Enedis.

### 3) veiller à l'intégrité des ouvrages de son branchement individuel, y compris du comptage afin de prévenir tout dommage accidentel

Le Client doit veiller à ne pas porter atteinte à l'intégrité et au bon fonctionnement des appareils permettant le calcul de ses consommations d'électricité. Les fraudes portant sur le matériel de comptage sont traitées dans le cadre du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier sont à la charge du Client. Ces frais incluent notamment un forfait « Agent assermenté » dont le montant figure au catalogue des prestations d'Enedis.

### 4) le cas échéant, déclarer et entretenir les moyens de production autonome dont il dispose

Le Client peut mettre en œuvre des moyens de production d'électricité raccordés aux installations de son PDL, qu'il exploite à ses frais et sous sa seule et entière responsabilité. Pour cela, le Client doit informer Enedis et le Fournisseur, au plus tard un mois avant leur mise en service, de l'existence de moyens de production d'électricité raccordés aux installations du site, et de toute modification de ceux-ci. L'énergie ainsi produite doit être exclusivement destinée à l'autoconsommation du Client. Dans le cas contraire, le Client est tenu de signer un contrat dit "d'injection" auprès d'Enedis.

En aucun cas la mise en œuvre d'un ou plusieurs moyens de production ne peut intervenir sans l'accord écrit d'Enedis.

## 4. Le Fournisseur et l'accès/utilisation du Client au Réseau Public de Distribution

Le Fournisseur est l'interlocuteur privilégié du Client dans le cadre du Contrat Unique.

Au titre de l'accès et de l'utilisation du RPD, et sans préjudice du paragraphe 6.1 en ce qui concerne la responsabilité d'Enedis, il s'engage à l'égard du Client à :

- l'informer relativement aux dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD, d'une part, en annexant à son Contrat Unique la présente synthèse et d'autre part, en l'invitant à se reporter au Contrat GRD-F pour avoir l'exhaustivité des clauses de ce contrat ;
- souscrire pour lui auprès d'Enedis un accès au RPD respectant la capacité des ouvrages ;
- assurer l'accueil de ses demandes et de ses réclamations ;
- l'informer que le Client engage sa responsabilité en cas de non-respect ou de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et qu'il devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à Enedis ou à un tiers ;
- l'informer en cas de défaillance du Fournisseur telle que décrite à l'article 5.4 ;

- l'informer et souscrire pour son compte la formule tarifaire d'acheminement et la puissance, étant rappelé que les heures réelles de début et de fin des périodes tarifaires peuvent s'écarter de quelques minutes des horaires théoriques des plages temporelles déterminées localement ;
- payer à Enedis dans les délais convenus les factures relatives à l'utilisation du RPD, ainsi que les prestations, le concernant.

Le Fournisseur s'engage spécifiquement à l'égard d'Enedis à :

- désigner un responsable d'équilibre pour l'ensemble de ses Clients ;
- mettre à disposition d'Enedis les mises à jour des données concernant le Client.

## 5. Mise en œuvre de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

Les procédures et prestations relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD sont réalisées selon les modalités techniques et financières définies dans les référentiels d'Enedis et dans son catalogue des prestations.

### 5.1. Mise en service

La mise en service à la suite d'un raccordement nouveau nécessite d'avoir préalablement accompli toutes les formalités de raccordement.

La mise en service des installations du Client est alors subordonnée :

- à la réalisation des travaux éventuellement nécessaires ;
- au paiement de la facture de raccordement ;
- à la fourniture d'une attestation de conformité de ses installations intérieures, conformément aux articles D342-18 à 21 du code de l'énergie ;
- à la conclusion d'un Contrat Unique.

Lorsqu'un Client emménage dans un local déjà raccordé, l'alimentation électrique peut avoir été suspendue ou non. Dans le cas d'un site avec puissance de raccordement inférieure ou égale à 36 kVA pour lequel l'alimentation a été maintenue, y compris avec une puissance limitée, le Client doit, dans les plus brefs délais, choisir un Fournisseur qui se chargera pour lui des formalités de mise en service. Cette mise en service sur installation existante est subordonnée à la conclusion d'un Contrat Unique avec un Fournisseur. Dans les cas où il a été procédé à une rénovation complète des installations intérieures du Client, ayant nécessité une mise hors tension à sa demande, le Client doit produire une nouvelle attestation de conformité, conformément aux articles du code de l'énergie précités.

### 5.2. Changement de Fournisseur

Le Client s'adresse au Fournisseur de son choix. Celui-ci procède aux actions nécessaires en liaison avec Enedis.

Le changement de Fournisseur s'effectue sans suspension de l'accès au RPD.

### 5.3. Résiliation du contrat à l'initiative du Client ou du Fournisseur

Le Client ou le Fournisseur peut résilier le Contrat Unique selon les dispositions qui y sont prévues.

En l'absence de nouveau contrat conclu à la date d'effet de la résiliation, les dispositions du paragraphe 5.5 s'appliquent.

### 5.4. Défaillance du Fournisseur

Le Client est informé par le Fournisseur défaillant au sens de l'article L333-3 du code de l'énergie, ou par Enedis, des dispositions lui permettant de conclure au plus tôt un nouveau contrat de fourniture avec un fournisseur de secours désigné par le ministre de l'énergie ou tout autre Fournisseur de son choix.

### 5.5. Suspension de l'accès au RPD à l'initiative d'Enedis

Conformément aux prescriptions du cahier des charges de concession et à la réglementation en vigueur, Enedis peut procéder à la suspension ou refuser l'accès au RPD dans les cas suivants :

- injonction émanant de l'autorité compétente en matière d'urbanisme ou de police en cas de trouble à l'ordre public ;
- non-justification de la conformité des installations à la réglementation et aux normes applicables ;
- danger grave et immédiat porté à la connaissance d'Enedis ;
- modification, dégradation ou destruction volontaire des ouvrages et comptages exploités par Enedis, quelle qu'en soit la cause ;
- trouble causé par le Client ou par ses installations et appareillages, affectant l'exploitation ou la distribution d'électricité ;
- usage illicite ou frauduleux de l'énergie, dûment constaté par Enedis ;
- refus du Client de laisser Enedis accéder, pour vérification, entretien ou relevé, à ses installations électriques et en particulier au local de comptage ;
- refus du Client, alors que des éléments de ses installations électriques sont défectueux, de procéder à leur réparation ou à leur remplacement ;
- si le CoRDIS prononce à l'encontre du Client, pour son site, la sanction d'interdiction temporaire d'accès au réseau en application de l'article L134-27 du code de l'énergie ;
- absence de Contrat Unique ;
- résiliation de l'accès au RPD demandée par le Fournisseur ;
- raccordement non autorisé d'un tiers à l'installation intérieure du Client.

### 5.6. Suspension de l'accès au RPD à l'initiative du Fournisseur

Lorsque le Client n'a pas réglé les sommes dues au titre de son contrat ou en cas de manquement contractuel du Client, le Fournisseur a la faculté, conformément au catalogue des prestations et dans le respect de la réglementation en vigueur :

- de demander à Enedis de procéder à la suspension de l'alimentation en électricité du Client ;
- ou de demander à Enedis de limiter la puissance souscrite du Client lorsqu'elle est inférieure ou égale à 36 kVA. Cette prestation est possible :
  - pour les Clients résidentiels ;
  - pour les Clients professionnels, lorsque le Client dispose d'un Compteur Communicant.

## 6. Responsabilité

### 6.1. Responsabilité d'Enedis vis-à-vis du Client

Enedis est seule responsable des dommages directs et certains causés au Client en cas de non respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de l'accès et de l'utilisation du RPD.

Le Client dispose d'un droit contractuel direct à l'encontre d'Enedis pour les engagements d'Enedis vis-à-vis du Client contenus dans le contrat GRD-F. Ces engagements sont détaillés au paragraphe 2.

### 6.2. Responsabilité du Client vis-à-vis d'Enedis

Le Client est responsable des dommages directs et certains causés à Enedis en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de l'accès et de l'utilisation du RPD.

Enedis peut engager une procédure de règlement amiable avec le Client ou saisir la juridiction compétente. Elle en tient informé le Fournisseur.

Par ailleurs, il est recommandé au Client de disposer d'une assurance responsabilité civile pour couvrir les dommages que lui-même ou ses installations sont susceptibles de causer au réseau de distribution.

### 6.3. Responsabilité entre Enedis et le Fournisseur

Enedis et le Fournisseur sont responsables l'un envers l'autre des dommages directs et certains résultant de la non-exécution ou de la mauvaise exécution par eux d'une ou plusieurs obligations mises à leur charge au titre du Contrat GRD-F.

Enedis est responsable des préjudices directs et certains subis par le Fournisseur ayant pour origine le non-respect des engagements et obligations d'Enedis vis-à-vis du Client.

### 6.4. Régime perturbé et force majeure

Un événement de force majeure désigne tout événement irrésistible, imprévisible et extérieur.

En outre, en application de l'article D322-1 du code de l'énergie et de l'article 19 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport, annexé au décret n°2006-1731, il existe des circonstances exceptionnelles, indépendantes de la volonté d'Enedis et non maîtrisables dans l'état des techniques, qui sont assimilées à des événements de force majeure. Ces circonstances sont les suivantes :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats ou atteintes délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels qu'incendies, explosions ou chutes d'aéronefs ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982, c'est à dire des dommages matériels directs ayant pour cause déterminante l'intensité anormale d'un agent naturel, lorsque les mesures habituelles à prendre pour prévenir ces dommages n'ont pu empêcher leur survenance ou n'ont pu être prises ;
- les phénomènes atmosphériques irrésistibles par leur cause et leur ampleur et auxquels les réseaux électriques, et notamment aériens, sont particulièrement vulnérables (ex. : givre, neige collante, tempête), dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 clients, alimentés par Enedis sont privés d'électricité ; cette dernière condition n'est pas exigée en cas de délestages de points de livraison non prioritaires en application de l'arrêté du 5 juillet 1990 fixant les consignes générales de délestage sur les réseaux électriques, dans le cas où l'alimentation en électricité est de nature à être compromise ;
- les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction d'Enedis ;
- les délestages organisés par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité conformément à l'article 12 de l'arrêté du 6 octobre 2006 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport de l'électricité d'un réseau public de distribution.

Les obligations contractuelles dont l'exécution est rendue impossible, à l'exception de celle de confidentialité, sont suspendues pendant toute la durée de l'événement de force majeure.

## 7. Réclamations et recours

En cas de réclamation relative à l'accès ou à l'utilisation du RPD, le Client peut, selon son choix, porter sa réclamation :

- soit auprès de son Fournisseur, en recourant à la procédure de règlement amiable décrite aux paragraphes 7-1 et 7-2 ;
- soit directement auprès d'Enedis en utilisant le formulaire « Réclamation » disponible sur le site Internet <http://www.enedis.fr/reclamations> ou bien en adressant un courrier à Enedis.

Le Client peut saisir à tout moment la juridiction compétente.

### 7.1. Traitement d'une réclamation d'un Client

Le Client transmet sa réclamation au Fournisseur ou directement à Enedis, avec l'ensemble des pièces utiles au traitement de sa réclamation.

Le Fournisseur transmet à Enedis la réclamation dans un délai de cinq jours ouvrés à compter de la date à laquelle il a reçu la réclamation du Client lorsqu'elle concerne Enedis, selon les modalités convenues. A cette occasion, il joint l'ensemble des pièces utiles au traitement de la réclamation du Client qui sont à sa disposition.

Dans un délai de trente jours calendaires à réception de la réclamation, Enedis procède à l'analyse de la réclamation et communique sa réponse.

Les réponses apportées au Client doivent mentionner les recours possibles.

### 7.2. Dispositions spécifiques pour le traitement d'une réclamation avec demande d'indemnisation

Le Client, victime d'un dommage qu'il attribue à une faute ou négligence d'Enedis ou au non-respect de ses engagements, adresse une réclamation en ce sens à son Fournisseur ou à Enedis. Afin de faciliter le traitement de la réclamation, il est conseillé au Client de l'adresser, dans un délai de vingt jours calendaires par lettre recommandée avec avis de réception à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle il en a eu connaissance. Le Client doit préciser a minima les éléments suivants :

- date, lieu et, si possible, heure de(s) l'incident(s) supposé(s) être à l'origine des dommages ;
- nature et, si possible, montant estimé des dommages directs et certains.

Dans un délai de trente jours calendaires à réception de la réclamation, Enedis procède à une analyse de l'incident déclaré et communique la suite qui sera donnée à la réclamation du Client.

En cas d'incident avéré, le Client doit transmettre à Enedis, le cas échéant via son Fournisseur, un dossier tendant à établir un lien de causalité entre l'incident et le dommage déclaré, et donnant une évaluation aussi précise que possible du préjudice subi, accompagnée des justificatifs correspondants.

En cas d'accord sur le montant de l'indemnisation, Enedis ou son assureur verse au Client le montant de l'indemnisation convenue.

En cas de refus d'indemnisation ou de désaccord sur le montant de l'indemnisation, le Client peut demander à Enedis, le cas échéant via son Fournisseur, d'organiser une expertise amiable ou l'organiser lui-même. A défaut d'accord à l'issue de l'expertise, le Client peut saisir le tribunal compétent.

### 7.3. Recours

En cas de désaccord du Client sur le traitement de sa réclamation par Enedis, le Client peut saisir l'instance de recours au sein d'Enedis mentionnée dans la réponse qui lui a été apportée.

En cas de litige sur l'interprétation et/ou l'exécution des dispositions de la présente annexe, le Client peut saisir, par l'intermédiaire de son Fournisseur, les services compétents d'Enedis en vue d'un examen de sa demande. Les coordonnées desdits services sont disponibles sur simple demande auprès d'Enedis.

Si le Client est un particulier ou un non-professionnel ou un professionnel appartenant à la catégorie des micro-entreprises mentionnée à l'article 51 de la loi n°2008-776 du 4 août 2008, il peut également faire appel au Médiateur National de l'Énergie, conformément à l'article L122-1 du code de l'énergie. Le différend doit alors faire l'objet d'une réclamation écrite préalable du Client au Fournisseur ou à Enedis, qui n'a pas permis de régler ce litige dans un délai de deux mois à compter de la réception de cette réclamation écrite, conformément à l'article R122-1 du code de l'énergie.

## 8. Révision du présent document

Toute modification du présent document sera portée à la connaissance du Client par l'intermédiaire du Fournisseur.



# CONDITIONS GÉNÉRALES DE VENTE d'électricité aux tarifs réglementés pour les clients non résidentiels en France métropolitaine continentale Tarif Bleu

1<sup>er</sup> janvier 2021

Envoyé en préfecture le 11/06/2021	
Reçu en préfecture le 11/06/2021	
Affiché le 11/06/2021	
ID : 071-257102582-20210603-CS21_041-DE	

À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2020, les tarifs réglementés de vente de l'électricité sont en extinction pour les clients non-éligibles au regard de l'article L337-7 du code de l'énergie. À compter de cette date, ces clients ne peuvent plus souscrire de nouveau(x) contrat(s) au tarif réglementé ou modifier leur(s) contrat(s) existant. Leur contrat d'électricité au tarif réglementé prendra automatiquement fin le 31 décembre 2020.

## Préambule

Le service public de l'électricité est organisé par les autorités concédantes (les communes, ou leurs groupements, ou exceptionnellement les départements, auxquels la loi a donné compétence pour organiser localement le service public).

Le service public ainsi concédé se décline en deux missions confiées respectivement au fournisseur Électricité de France (EDF SA) et au distributeur Enedis :

- pour EDF : la mission de fournir les clients raccordés au Réseau Public de Distribution (RPD) d'énergie électrique, qui bénéficient des tarifs réglementés,
- pour Enedis : la mission de développer et d'exploiter le RPD en vue de permettre l'acheminement de l'électricité.

Les présentes Conditions Générales ont été élaborées après concertation avec les organisations les plus représentatives des collectivités concédantes. À ce titre, elles sont établies conformément au cahier des charges de concession applicable sur le territoire de la commune où est situé le point de livraison du client, et annexées à ce dernier. Ce cahier des charges peut être commandé auprès d'Enedis selon les modalités précisées sur son site <http://www.enedis.fr/Concessions> ou d'EDF à l'adresse mentionnée à l'article 12 et est consultable auprès de l'autorité concédante.

## Article 1 : OBJET

Les présentes Conditions Générales portent à la fois sur l'acheminement de l'électricité assurée par Enedis et sur la fourniture d'électricité assurée par EDF sous réserve de son acheminement, aux clients non résidentiels suivants, éligibles aux tarifs réglementés de vente en application de l'article L.337-7 du code de l'énergie :

- les consommateurs finals non domestiques qui emploient moins de 10 personnes et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels n'excèdent pas 2 millions d'euros,
  - les propriétaires uniques et les syndicats de copropriétaires d'un immeuble unique à usage d'habitation,
- pour leurs sites de consommation situés en France métropolitaine continentale et alimentés en basse tension sous une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

Il est précisé qu'avec la souscription d'un contrat de fourniture d'électricité, le client conserve une

relation contractuelle directe avec Enedis pour les prestations relevant de l'acheminement de l'électricité sur le RPD. Les engagements d'EDF et d'Enedis vis-à-vis du client, ainsi que les obligations que doit respecter le client à leur égard, sont décrits dans les présentes Conditions Générales et dans la synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD figurant en annexe.

## Article 2 : DISPOSITIONS GÉNÉRALES

Les présentes Conditions Générales sont tenues à la disposition de toute personne qui en fait la demande. Elles sont disponibles et téléchargeables sur le site Internet <http://www.edf.fr>. Elles sont en outre remises à tout client souscrivant un contrat de fourniture d'électricité au tarif réglementé, conformément à la réglementation en vigueur.

## Article 3 : CONTRAT DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ

### 3-1 Souscription du contrat

En application du II de l'article L.337-7 du code de l'énergie, les consommateurs finals non domestiques qui emploient moins de 10 personnes et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels n'excèdent pas 2 millions d'euros devront attester préalablement à la souscription d'un nouveau contrat aux tarifs réglementés qu'ils remplissent ces critères. Ils portent la responsabilité du respect desdits critères pour leur contrat.

Le contrat prend effet à la date de mise en service ou à la date de changement de fournisseur fixée avec le client, dans le respect des délais prévus par le catalogue des prestations d'Enedis en vigueur (ci-après, le Catalogue des Prestations). En cas de mise en service, le délai prévisionnel de fourniture d'électricité est de cinq jours ouvrés sur un raccordement existant et de dix jours ouvrés sur un nouveau raccordement. À la demande du client, ces délais peuvent être plus courts moyennant le versement d'un supplément de prix dans les conditions décrites à l'article 6-1. En cas de changement de fournisseur, ce délai ne peut excéder vingt et un jours à compter de la demande du client.

La mise en service est subordonnée au paiement par le client des éventuels montants à sa charge pour la réalisation des travaux de raccordement, notamment le branchement. La date d'effet du contrat figure sur la première facture adressée au client.

### 3-2 Titulaire du contrat

Lors de la souscription du contrat, EDF demande le nom ou la raison sociale du client. Cette information est reprise sur la première facture et désigne le titulaire du contrat.

Le cas échéant, EDF demande également le numéro de SIREN du client.

Le contrat de fourniture d'électricité est valable uniquement pour le point de livraison considéré. L'électricité livrée à ce titre ne peut en aucun cas être cédée à des tiers, même gratuitement.

### 3-3 Durée du contrat

À l'exception des abonnements temporaires ou des alimentations provisoires liés à un besoin particulier du client, le contrat est conclu pour une durée d'un an. Il est renouvelé tacitement par périodes d'un an jusqu'à sa résiliation par l'une des parties.

### 3-4 Résiliation du contrat

#### • Résiliation du contrat par le client

Le client peut résilier le contrat à tout moment sans pénalité. Il est responsable du paiement de l'abonnement, des consommations enregistrées et des prestations réalisées jusqu'à la résiliation.

En cas de changement de fournisseur, le contrat est résilié de plein droit à la date de prise d'effet du nouveau contrat de fourniture du client.

Dans les autres cas de résiliation (non-acceptation d'une modification contractuelle proposée par EDF, déménagement du client...), le client doit informer EDF de la résiliation de son contrat par tout moyen. La résiliation prend alors effet à la date souhaitée par le client qui ne peut être antérieure à la demande.

En application du III de l'article L.337-7 du code de l'énergie, les clients finals non résidentiels qui emploient moins de 10 personnes et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels n'excèdent pas 2 millions d'euros sont tenus de résilier leur contrat dans un délai d'un mois, dès lors qu'ils ne remplissent plus ces critères. Ils portent la responsabilité du respect desdits critères pour leur contrat.

#### • Résiliation du contrat par EDF

EDF peut résilier le contrat en cas de non-respect par le client de l'une de ses obligations prévues au présent contrat, après mise en demeure de remplir ses obligations, adressée au client et restée sans effet dans un délai de trente jours.

Dans le cas particulier du non-paiement par le client des factures, EDF peut résilier le contrat conformément aux dispositions de l'article 7-4. Le contrat est résilié de plein droit en cas de résiliation du contrat conclu entre EDF et Enedis relatif à l'accès et l'utilisation du RPD.

#### • Dans tous les cas de résiliation

Le client reçoit une facture de résiliation dans un délai de quatre semaines à compter de la résiliation du contrat.

Les consommations à la date d'effet de la résiliation font l'objet, soit :

- d'un relevé par Enedis selon les dispositions prévues au Catalogue des Prestations,
- en l'absence d'accès au dispositif de comptage, d'une estimation *pro rata temporis* par Enedis et basée sur les consommations antérieures du client sur son point de livraison ou, à défaut d'historique disponible et exploitable, sur celles de points de livraison présentant des caractéristiques de consommation comparables (puissance, option tarifaire, zone géographique).

Par exception à l'alinéa précédent, en cas de changement de fournisseur, les consommations à la date d'effet du changement de fournisseur sont déterminées à partir de l'index auto-relevé par le client s'il est réalisé le jour du changement de fournisseur, ou d'une estimation *pro rata temporis* réalisée par Enedis ou d'un relevé spécial payant (le prix figure dans le Catalogue des Prestations) s'il est effectué à la demande du client.

Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les consommations sont celles télérelevées au jour de la résiliation.

Si, à la date effective de la fin de son contrat, le client continue de consommer de l'électricité sur son point de livraison, il doit avoir conclu un nouveau contrat de fourniture d'électricité, avec EDF ou tout autre fournisseur prenant effet à cette même date. À défaut, il prend le risque de voir sa fourniture d'électricité interrompue. En aucun cas, le client ne pourra engager la responsabilité d'EDF ou celle d'Enedis, pour toute conséquence dommageable de sa propre négligence et en particulier en cas d'interruption de fourniture.

## Article 4 : CARACTÉRISTIQUES DES TARIFS RÉGLEMENTÉS

### 4-1 Choix et structure des tarifs réglementés

Les tarifs proposés par EDF sont fixés par les pouvoirs publics. Ils sont disponibles sur son site Internet <http://www.edf.fr> et sont communiqués à toute personne qui en fait la demande, par voie postale ou électronique.

Le client choisit une option tarifaire en fonction de ses besoins et du conseil tarifaire d'EDF, dans les tarifs en vigueur proposés par EDF. Les caractéristiques de l'option tarifaire choisie figurent sur chaque facture adressée au client. Chaque tarif comporte un abonnement et un prix du kWh, dont les montants annuels dépendent de la puissance souscrite et de l'option tarifaire retenue par le client (par exemple : Base, Heures Creuses...). Chacun de ces termes intègre le tarif de l'acheminement de l'électricité sur les réseaux.

Les horaires effectifs des périodes tarifaires (Heures Pleines – Heures Creuses) sont indiqués sur les factures et peuvent varier d'un client

à l'autre. Enedis peut être amenée à modifier ces horaires, moyennant un préavis de six mois et informe EDF qui répercute cette information au client. Les heures réelles de début et de fin des périodes tarifaires peuvent s'écarter de quelques minutes des horaires indiqués sur les factures. À l'exception des jours de changement d'heure, elles respectent cependant les durées journalières des périodes tarifaires précisées dans les tarifs réglementés.

### 4-2 Mise en extinction - Suppression d'une option tarifaire

Une option tarifaire peut être mise en extinction ou supprimée suite à une décision des pouvoirs publics.

- Une option tarifaire mise en extinction ne peut plus être proposée aux clients à compter de la date de prise d'effet de la mise en extinction. La mise en extinction d'une option tarifaire n'entraîne pas la résiliation du contrat en cours, y compris lors de la tacite reconduction de celui-ci. Le client conserve ainsi l'option tarifaire en extinction tant qu'il ne demande pas de modification de l'option tarifaire souscrite. Ainsi, lorsque le client demande à EDF une modification de l'option tarifaire souscrite, il est informé qu'il perd le bénéfice de l'option tarifaire en extinction. À compter de la date d'effet de la mise en extinction, l'application d'une option tarifaire ne pourra être demandée par un client pour un nouveau contrat. Une option tarifaire mise en extinction peut évoluer suite à une décision des pouvoirs publics dans les conditions prévues à l'article 6-3 des présentes Conditions Générales. Lorsque le client quitte une option tarifaire en extinction, le coût éventuel de modification du dispositif de comptage est à la charge du client.

- Quand une option tarifaire est supprimée, EDF en informe le client dans un délai de trois mois à compter de la date d'effet de la décision de suppression de l'option tarifaire et l'avise de la nécessité de choisir une autre option tarifaire parmi celles en vigueur. S'il n'a pas opéré ce choix dans un délai d'un an à compter de la date d'effet de la suppression de l'option tarifaire, le client se verra appliquer la correspondance tarifaire prévue à cet effet par la décision des pouvoirs publics de suppression d'une option tarifaire. Si le changement de l'option tarifaire nécessite une modification du dispositif de comptage du client, le coût de cette modification est à la charge d'EDF.

### 4-3 Conseil tarifaire

Lors de la conclusion du contrat, EDF conseille le client sur le tarif à souscrire pour son point de livraison sur la base des éléments d'information recueillis auprès du client sur ses besoins.

En cours de contrat, le client peut contacter EDF pour s'assurer de l'adéquation du tarif souscrit en cas d'évolution de ses besoins. EDF s'engage à répondre, à titre gracieux, à toute demande du client qui souhaiterait disposer d'éléments d'information généraux pour s'assurer que son tarif est bien adapté à son mode de consommation.

Le client peut demander à modifier son tarif à tout moment dans le respect des conditions définies ci-après.

Ce changement peut donner lieu à la facturation de frais dont le montant figure dans le Catalogue des Prestations ou est obtenu sur simple demande auprès d'EDF.

Lorsqu'à l'occasion de ce changement de tarif, le client obtient une augmentation de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une diminution de cette puissance ou, lorsque le client obtient une diminution de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une augmentation de cette puissance, EDF facture, sans surcoût, en plus des frais mentionnés ci-dessus, un montant complémentaire, au titre du caractère annuel de l'abonnement de la puissance souscrite, calculé selon les modalités définies au Catalogue des frais et facturations complémentaires d'EDF disponible sur le site <http://www.edf.fr> ou obtenu sur simple demande auprès d'EDF.

La modification de l'option tarifaire est possible, après l'avoir conservée au moins douze mois consécutifs, dans les conditions prévues dans le tarif d'utilisation du RDP consultable sur le site <http://www.enedis.fr/tarif-acheminement>.

En cas de modification des caractéristiques contractuelles, il n'y a pas d'application rétroactive du nouveau tarif donnant lieu à un remboursement au client.

## Article 5 : INTERRUPTION DE LA FOURNITURE À L'INITIATIVE D'EDF

EDF peut demander à Enedis de procéder à l'interruption de fourniture ou à la réduction de la puissance en cas de manquement contractuel ou en cas de non-paiement des factures conformément à l'article 7-4.

## Article 6 : FACTURATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DES PRESTATIONS DIVERSES

### 6-1 Établissement de la facture

Chaque facture d'électricité est établie conformément à la réglementation en vigueur. Conformément à l'article 289 du Code Général des Impôts, le client accepte de recevoir ses factures par voie dématérialisée, sous réserve de l'application de l'article L.224-12 du Code de la consommation.

La facture comporte notamment :

- Le montant de l'abonnement correspondant à la période suivante de facturation,
- La consommation d'électricité (relevée ou estimée) et son montant sur la période de facturation.

La facture comporte s'il y a lieu, le montant des frais correspondant à des prestations annexes. Les catalogues de ces prestations et les prix applicables sont disponibles sur les sites [http://www.enedis.fr/Catalogue\\_des\\_prestations](http://www.enedis.fr/Catalogue_des_prestations) et <http://www.edf.fr> ou sur simple demande auprès d'EDF. EDF informe le client du prix de la prestation demandée préalablement à toute intervention.

En cas de résiliation du contrat, le montant d'abonnement le cas échéant déjà facturé, correspondant à la période postérieure à la date de la résiliation est porté en déduction sur la facture de résiliation.

### 6-2 Modalités de facturation

Les factures sont adressées au client tous les mois, tous les deux mois ou, suivant son profil de consommation, tous les six mois.

Lorsque le point de livraison est **équipé d'un compteur communicant**, la facturation est mensuelle et, sauf refus du client ou impossibilité technique, associée à une facture dématérialisée et à un paiement par prélèvement automatique.

EDF adresse au client une facture établie en fonction de ses consommations réelles au moins une fois par an, sur la base des index transmis par Enedis, si le client a permis l'accès de ses index à Enedis.

- Pour les points de livraison équipés d'un **compteur non communicant**

Les autres factures dites « intermédiaires » sont établies sur la base des consommations estimées du client, c'est à dire sur la base de ses consommations réelles antérieures ou, à défaut, à partir de consommations moyennes constatées pour la même puissance souscrite et la même option tarifaire sur la période concernée.

Si le client souhaite que ses factures intermédiaires soient établies sur la base de ses consommations réelles, celui-ci peut gratuitement et sur simple demande, transmettre ses index auto-relevés. À cette fin, chaque facture fait apparaître la période durant laquelle le client peut transmettre ses index par téléphone à un conseiller client, ou tout autre moyen à sa convenance, pour une prise en compte dans l'émission de la facture suivante. Le numéro d'appel, non surtaxé, figure sur la facture. Lorsque les index auto-relevés par le client s'avèrent après contrôle, incohérents avec ses consommations habituelles ou les précédents index relevés par Enedis, la facture est alors établie sur la même base d'estimation de consommations que celle exposée ci-dessus.

- Lorsque le point de livraison est équipé d'un **compteur communicant**, les factures sont établies en fonction d'index télérelevés et transmis par Enedis.

## 6-3 Changement de tarif

Le tarif applicable au contrat est susceptible d'évoluer suite à une décision des pouvoirs publics. En cas de modification du tarif entre deux facturations, le relevé des consommations comporte simultanément des consommations payables à l'ancien et au nouveau tarif. Le montant facturé est alors calculé selon une répartition forfaitaire proportionnelle au nombre de jours de la durée de chaque période écoulée. Les modifications de tarifs sont applicables en cours d'exécution du contrat et font l'objet d'une information générale.

## 6-4 Contestations et régularisations de facturation

Les contestations et régularisations de facturation donnent lieu à une facture qui en précise les modalités de calcul.

### Contestation

En application de l'article 2224 du code civil, le client et EDF peuvent contester une ou plusieurs factures pendant une durée maximale de cinq ans à compter du jour où la partie qui conteste, a eu, ou aurait dû avoir connaissance de son droit d'agir.

Par exception, conformément à l'article 1 de la loi 68-1250 du 31 décembre 1968, EDF peut contester les factures à l'encontre d'une personne publique pendant une durée de quatre ans à compter du 1<sup>er</sup> janvier de l'année suivant celle au cours de laquelle le droit a été acquis.

### Régularisation par EDF

La régularisation ne peut porter sur aucune consommation antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé, sauf dans les deux cas suivants :

- lorsqu'Enedis a signifié au client, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, le défaut d'accès au compteur et l'absence de transmission par le client d'un index relatif à sa consommation réelle,
- en cas de fraude.

Le redressement est calculé selon les tarifs en vigueur au moment des faits. Aucune majoration au titre d'intérêt de retard ou de pénalité ne peut être demandée au client à ce titre.

Les fraudes portant sur le dispositif de comptage relèvent du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier seront à la charge du client. Ces frais incluent notamment un « forfait Agent assermenté » dont le montant figure au Catalogue des Prestations.

## Article 7 : PAIEMENT DES FACTURES

### 7-1 Paiement des factures et pénalités de retard

Toute facture doit être payée au plus tard dans un délai de quinze jours calendaires à compter de sa date d'émission.

Le règlement est réputé réalisé à la date de réception des fonds par EDF.

À défaut de paiement intégral dans le délai prévu pour leur règlement, EDF peut relancer le client par tout moyen approprié, y compris par des opérations d'appels par automate. Les sommes dues sont majorées de plein droit, sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités de retard dont le taux est égal au taux d'intérêt appliqué par la Banque Centrale Européenne à ses opérations principales de refinancement les plus récentes majoré de dix points de pourcentage.

Ces pénalités s'appliquent au montant de la créance TTC et sont exigibles à compter du jour suivant la date de règlement inscrite sur la facture jusqu'à la date de réception des fonds par EDF.

Par ailleurs, conformément à l'article L441-9 du code de commerce, tout client en situation de retard de paiement est également débiteur de plein droit, par facture impayée dans les délais, d'une indemnité forfaitaire pour frais de recouvrement. Son montant fixé par décret est actuellement de 40 euros selon le décret n°2012-1115 du 2 octobre 2012.

Si EDF exposait des frais de recouvrement supérieurs au montant prévu ci-avant, EDF pourrait demander au client une indemnisation complémentaire sur justification.

En application de l'article 256 du code général des impôts, les intérêts de retard de paiement et l'indemnité forfaitaire pour frais de recouvrement de 40 euros ne sont pas soumis à TVA.

Les factures sont majorées des taxes, contributions et impôts applicables conformément à la réglementation en vigueur au jour de la factu-

ration. Aucun escompte ne sera appliqué en cas de paiement anticipé.

### 7-2 Modes de paiement

Le client peut choisir de régler ses factures selon les modes de paiement ci-dessous.

- **Prélèvement automatique** (à la date de règlement figurant sur la facture)  
Le client peut demander que le montant de ses factures soit prélevé automatiquement sur son compte bancaire, postal ou de caisse d'épargne. Dans ce cas, le client doit retourner à EDF un mandat SEPA (Single Euro Payments Area) dûment complété et signé.
- **TIP (papier ou en ligne), chèque, télépaiement et carte bancaire via internet,**
- **Mandat compte** dans un bureau de poste, muni de sa facture.

Enfin, conformément aux articles R. 124-1 et suivants du Code de l'énergie, le client peut régler ses factures avec un chèque énergie à condition que son Contrat couvre simultanément des usages professionnels et non professionnels et que les ressources de son foyer sont inférieures à un montant fixé par décret.

Le client peut changer de mode de paiement en cours de contrat. Il en informe EDF par tout moyen.

Pour les clients soumis aux règles de la comptabilité publique, des modes de règlement compatibles sont acceptés.

### 7-3 Responsabilité du paiement

Selon les indications du client, les factures sont expédiées :

- soit au titulaire du contrat à l'adresse du point de livraison,
- soit au titulaire du contrat à une adresse différente de celle du point de livraison,
- soit à l'adresse d'un tiers désigné comme payeur par le titulaire du contrat.

Dans tous les cas, le titulaire du contrat reste responsable du paiement intégral des factures.

### 7-4 Mesures prises par EDF en cas de non-paiement

En l'absence de paiement intégral à la date limite de règlement indiquée sur la facture, sans préjudice des dispositions de l'article R124-16 du code de l'énergie, EDF informe le client par courrier valant mise en demeure que :

- à défaut de règlement dans un délai supplémentaire de dix jours par rapport à la date limite de paiement indiquée sur sa facture, sa fourniture d'électricité pourra être suspendue ou la puissance limitée pour les sites équipés d'un compteur communicant,
- si aucun paiement n'est intervenu dix jours après l'échéance de ce délai supplémentaire de dix jours, sans préjudice des dispositions de l'article L115-3 du code de l'action sociale et des familles, EDF pourra résilier le contrat de plein droit.

Lorsque la facture d'électricité du contrat relatif aux parties communes d'un immeuble n'a pas été acquittée à la date limite de paiement, il sera fait application de l'article 8 du décret 2008-780 du 13 août 2008.

Sans préjudice des dispositions de l'article R124-16 du code de l'énergie, tout déplacement d'Enedis pour suspension de fourniture ou limitation de puissance, que la prestation ait été réalisée ou non, donne lieu à facturation de frais, conformément au Catalogue des Prestations. Ces frais sont communiqués sur simple demande auprès d'EDF.

## 7-5 Délai de remboursement

### • En cours de contrat

Lorsque la facture fait apparaître un trop-perçu en faveur du client (notamment en cas de régularisation des consommations estimées suite au relevé des consommations réelles du client), EDF le rembourse au plus tard sur la facture suivante lorsque ce trop-perçu est inférieur à 50 euros, sauf si le client demande son remboursement.

À partir de ce montant, le trop-perçu est remboursé par EDF dans un délai de quinze jours à compter de l'émission de la facture ou de la demande du client.

### • En cas de résiliation

Si la facture de résiliation fait apparaître un trop-perçu en faveur du client, EDF rembourse ce montant dans un délai maximal de quinze jours à compter de la date d'émission de la facture de résiliation.

### • En cas d'application de l'article 6-4 susvisé

EDF s'engage à rembourser au client un éventuel trop-perçu le plus tôt possible et, en tout état de cause, dans un délai inférieur à deux mois à compter de l'accord d'EDF sur le montant du trop-perçu. En cas de non-respect par EDF de ce délai, les sommes à rembourser seront majorées de plein droit, et sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités dont le taux est égal au taux d'intérêt appliqué par la Banque Centrale Européenne à ses opérations principales de refinancement les plus récentes majoré de dix points de pourcentage et qui est appliqué au montant de la créance TTC. Ces pénalités ne peuvent être inférieures à un montant minimum de 40 € HT.

## 7-6 Impôts, taxes et contributions

Les prix afférents au présent contrat sont majorés de plein droit du montant des impôts, taxes, charges, redevances ou contributions de toute nature, actuels ou futurs, supportés ou dus par EDF dans le cadre de la fourniture d'électricité, ainsi que de l'accès au réseau public de transport et de distribution et son utilisation en application de la législation et/ou de la réglementation. Toutes modifications et/ou évolutions de ces impôts, taxes, charges, redevances ou contributions de toute nature seront immédiatement applicables de plein droit au contrat en cours d'exécution.

## Article 8 : RESPONSABILITÉ

### 8-1 Responsabilité d'EDF vis-à-vis du client

EDF est responsable des dommages directs et certains causés au client en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de la fourniture d'électricité, sauf dans les cas de force majeure.

### 8-2 Responsabilité du client vis-à-vis d'EDF et d'Enedis

Le client est responsable des dommages directs et certains causés à EDF en cas de non-respect de ses obligations contractuelles, sauf en cas de force majeure.

Le client est responsable en cas de non-respect et de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à Enedis suivant les modalités précisées dans la synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RDP figurant en annexe.

### Article 9 : DONNÉES À CARACTÈRE PERSONNEL

EDF collecte, en conformité avec la loi modifiée n° 78-17 du 6 janvier 1978 dite « informatique et libertés » et le règlement (UE) 2016/679 dit « RGPD », certaines données à caractère personnel (DCP) relatives à ses clients dans des fichiers informatisés.

Pour accéder au détail des données collectées, toute personne physique concernée peut consulter et télécharger la Politique de gestion des données personnelles du Marché d'Affaires d'EDF à l'adresse <https://www.edf.fr/charte-protection-donnees-personnelles-entreprises-collectivites>.

La collecte de DCP a pour finalités générales la gestion des contrats (dont le suivi de consommation, la facturation et le recouvrement) et les opérations commerciales (dont la prospection commerciale, y compris par voie électronique dans le respect de la réglementation) réalisées par EDF.

Pour accéder au détail des finalités poursuivies pour chaque collecte de donnée, toute personne physique concernée peut consulter et télécharger la Politique de gestion des données personnelles du Marché d'Affaires d'EDF à l'adresse <https://www.edf.fr/charte-protection-donnees-personnelles-entreprises-collectivites>.

Les DCP nécessaires à Enedis et, le cas échéant, aux tiers autorisés, leur sont communiquées par EDF.

EDF transmettra par ailleurs à ses sous-traitants les DCP nécessaires à la réalisation des missions qui leur sont confiées.

EDF ne conserve les DCP que pendant la durée nécessaire à la réalisation de la finalité en vue de laquelle les données sont recueillies.

Pour accéder au détail des durées de conservations, finalité par finalité, toute personne physique concernée peut consulter et télécharger la Politique de gestion des données personnelles du Marché d'Affaires d'EDF à l'adresse <https://www.edf.fr/charte-protection-donnees-personnelles-entreprises-collectivites>.

Pour les DCP les concernant, les personnes physiques disposent :

- d'un droit d'accès ainsi que d'un droit de rectification dans l'hypothèse où ces informations s'avèreraient inexactes ou incomplètes,
- d'un droit d'opposition, sans frais, à l'utilisation par EDF de ces informations à des fins de prospection commerciale,

- d'un droit à l'effacement de ses données,
- d'un droit à la limitation du traitement dont leurs données font l'objet, dans les conditions précisées dans le RGPD,
- d'un droit à la portabilité et à l'effacement en application de la réglementation.

Dans certains cas pour l'exercice de ces droits, EDF pourra demander à la personne physique concernée de justifier son identité.

Toute personne physique concernée peut exercer les droits susvisés auprès de l'entité d'EDF qui gère son contrat. Les coordonnées de cette entité figurent sur les factures qui lui sont adressées.

L'exercice des droits susvisés peut s'exercer en ligne sur l'espace personnel du client, par courrier électronique à l'adresse « [vosdonnees@edf.fr](mailto:vosdonnees@edf.fr) » ou par téléphone auprès de notre service client.

Ces droits peuvent également être exercés auprès du Délégué à la protection des données d'EDF à l'adresse suivante : Tour EDF - 20, Place de la Défense - 92050 Paris - La Défense Cedex, ou par courrier électronique à l'adresse « [informatique-et-libertes@edf.fr](mailto:informatique-et-libertes@edf.fr) ».

Enfin, toute personne physique concernée dispose de la possibilité d'introduire un recours auprès de la Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés.

### Article 10 : MODES DE RÈGLEMENT DES LITIGES

#### 10-1 Modes de règlement internes

En cas de litige relatif à l'exécution du contrat, le client peut adresser une réclamation orale ou écrite, accompagnée éventuellement d'une demande d'indemnisation, au service clients de sa région dont les coordonnées figurent sur sa facture. Le client peut également faire une réclamation sur le site internet <http://www.edf.fr>. Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par le service clients, il peut saisir l'instance d'appel interne aux coordonnées suivantes : EDF Direction Commerciale Régionale - TSA 81005 - 92099 La Défense Cedex.

Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par la Direction Commerciale Régionale d'EDF, il peut saisir le Médiateur du groupe EDF par le formulaire internet disponible sur le site <https://mediateur.edf.fr/> ou par courrier aux coordonnées suivantes : Médiateur du groupe EDF - TSA 50026 75804 Paris Cedex 08.

Si ce litige concerne l'acheminement, le client peut également formuler sa réclamation directement à Enedis sur le site <http://www.enedis.fr/reclamations> en utilisant le formulaire approprié ou par courrier aux coordonnées suivantes :

Enedis - Tour Enedis - 34 place des Corolles 92079 Paris La Défense Cedex.

Lorsqu'elle est accompagnée d'une demande d'indemnisation, la réclamation doit être adressée par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, dans un délai de vingt jours calendaires à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle le client en a eu connaissance, et doit mentionner la date, le lieu et si possible l'heure de(s) l'incident(s) supposé(s) être à l'origine des dommages, les circonstances, ainsi que la nature et si possible le montant estimé des dommages directs et certains.



Les modalités de traitement des réclamations applicables en la matière sont à disposition des clients sur le site <http://www.enedis.fr/reclamations>.

## 10-2 Modes de règlement externes

Sans avoir à épuiser les recours internes exposés à l'article 10-1, dans le cas où le différend avec EDF n'a pas fait l'objet d'une réponse satisfaisante ou si le litige n'a pas été résolu dans un délai de deux mois à compter de la réception de la réclamation, le client dispose d'un nouveau délai de dix mois pour saisir directement et gratuitement le médiateur national de l'énergie, dans le respect de son champ de compétences déterminé par les articles L122-1 et suivants du code de l'énergie, par le formulaire internet disponible sur le site <http://www.energie-mediateur.fr> ou par courrier aux coordonnées suivantes : Médiateur national de l'énergie - Libre réponse n° 59252 - 75443 Paris Cedex 09.

## 10-3 Dispositions communes

Ces modes de règlement amiable internes et externes des litiges sont facultatifs pour le client. Il peut donc à tout moment saisir les tribunaux de l'ordre judiciaire compétents.

## Article 11 : ÉVOLUTION DES CONDITIONS GÉNÉRALES

En cas d'évolution, de nouvelles Conditions Générales seront élaborées selon les mêmes modalités que les présentes.

EDF informera le client des modifications apportées aux Conditions Générales au moins un

mois avant leur date d'entrée en vigueur par voie postale ou par voie électronique, conformément à la réglementation en vigueur.

En cas de non-acceptation par le client de ces modifications contractuelles, le client peut résilier son contrat sans pénalité, conformément à l'article 3-4, dans un délai de trois mois à compter de la réception par le client du projet de modification.

Ces dispositions ne sont pas applicables en cas de modifications contractuelles imposées par voie législative ou réglementaire.

## Article 12 : CORRESPONDANCE ET INFORMATIONS

Pour contacter EDF, l'adresse et les coordonnées téléphoniques auxquelles le client peut se reporter, figurent sur sa facture.

Pendant la durée du contrat, EDF met à disposition du client un espace Client personnel sécurisé sur le site [www.edf.fr](http://www.edf.fr), lui permettant notamment de consulter son contrat et ses factures et de suivre ses consommations. Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, le client peut accéder à ses données de consommation sur cet espace Client et sur l'espace sécurisé mis à disposition par Enedis sur le site [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr).

Le client peut accéder à l'aide-mémoire du consommateur d'énergie à l'adresse suivante : <https://www.economie.gouv.fr/dgccrf/Consommation/faq-sur-ouverture-des-marches-electricite-et-gaz-naturel>



EDF SA  
22-30 avenue de Wagram  
75382 Paris Cedex 08 - France  
Capital de 1 551 810 543 euros  
552 081 317 R.C.S. Paris

[www.edf.com](http://www.edf.com)

Direction Commerce

Tour EDF  
20, place de La Défense  
92050 Paris La Défense Cedex

Origine 2018 de l'électricité vendue par EDF :  
86,3% nucléaire, 8,5% renouvelables (dont 6,6% hydraulique),  
1,5% charbon, 2,7% gaz, 1,0% fioul.  
Indicateurs d'impact environnemental sur [www.edf.fr](http://www.edf.fr)

L'énergie est notre avenir, économisons-la !



## **ANNEXE 8**

# **CONDITIONS GENERALES D'ACCES AU RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION HTA OU BASSE TENSION POUR LES CLIENTS ALIMENTES EN ELECTRICITE**

### **Préambule**

Vu le code de l'énergie et notamment ses articles L 1111-1 et L111-51 et suivants ;

Vu les articles R341-4 à 8 du code de l'énergie relatifs aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics d'électricité ;

Vu les dispositions du cahier des charges de concession annexé à la convention de concession pour le service public de distribution d'électricité liant Enedis et l'autorité concédante ;

En tant que gestionnaire du Réseau Public de Distribution (RPD) sur les territoires qui lui sont concédés, Enedis assure la mission d'acheminement de l'électricité sur le RPD jusqu'au point de livraison du client, ainsi que les prestations qui en découlent, dans les conditions régies par les textes légaux et réglementaires en vigueur et par des contrats d'accès et d'utilisation du RPD.

Ce droit d'accès au RPD est mis en œuvre par la conclusion de contrats entre Enedis et les utilisateurs dudit réseau (ci-après les clients), dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires.

Dans le cadre de l'accès au RPD et de sa fourniture en électricité, le client final peut ainsi choisir entre deux types de schémas contractuels :

- le client final peut choisir de conclure deux contrats : d'une part, un contrat d'accès au réseau de distribution (ci-après CARD) avec Enedis en application de l'article L 111-91 du code de l'énergie et, d'autre part, un (ou plusieurs) contrat(s) de fourniture d'électricité avec un ou plusieurs Fournisseurs d'électricité ;
- le client final peut également choisir de conclure un seul contrat : dans un souci de simplification, le Fournisseur d'électricité est en effet tenu d'offrir au client final la possibilité de conclure avec lui un contrat portant tant sur la fourniture que sur la distribution de l'électricité (ci-après Contrat Unique) conformément aux articles L 111-92 du code de l'énergie et L 224-8 du code de la consommation.

Ce contrat implique alors pour le Fournisseur en Contrat Unique (ci-après Fournisseur) d'avoir conclu préalablement avec Enedis un contrat relatif à l'accès au RPD, à son utilisation et à l'échange de données pour les points de livraison en Contrat Unique (ci-après Contrat GRD-F) dans les conditions de l'article L 111-92 du code de l'énergie.

Le client final en Contrat Unique dispose alors également d'un interlocuteur privilégié en la personne de son Fournisseur, tant pour la fourniture que pour l'accès et l'utilisation du RPD. Il bénéficie alors des mêmes droits et obligations en matière d'accès et d'utilisation du RPD que s'il avait conclu un contrat CARD avec Enedis et conserve avec elle une relation contractuelle directe pour l'accès et l'utilisation du RPD. Ce schéma contractuel est applicable aux clients finals qui optent pour un contrat au tarif réglementé de vente.

Les modèles de contrat d'accès au réseau public de distribution en vigueur sont librement accessibles sur le site internet d'Enedis : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr) :

- Lorsque le client dispose d'un Contrat Unique :
  - o les annexes 1 bis et 2 bis du contrat GRD-F sont reproduites par le Fournisseur en annexe du Contrat Unique et permettent une consultation simple et rapide des dispositions générales d'accès au RPD applicables au client (énoncées par les annexes 1 à 3 du contrat GRD-F) ;
  - o lorsque le client a opté pour un contrat au tarif réglementé de vente, les conditions générales au tarif réglementé de vente reprennent également ces dispositions générales d'accès au RPD décrites dans le contrat GRD-F, qu'Enedis applique à l'ensemble des utilisateurs ;
  - o l'intégralité des clauses des contrats uniques et des contrats au tarif réglementé de vente sont disponibles auprès des fournisseurs concernés.
- Lorsque le client dispose d'un contrat CARD, les modèles de conditions générales et particulières publiés sur le site internet d'Enedis permettent également la consultation des dernières dispositions contractuelles en vigueur pour l'accès et l'utilisation du RPD en CARD.

Le contrat d'accès au RPD souscrit par chaque client comporte les clauses d'accès et d'utilisation du RPD correspondant à sa catégorie. En cas de contradiction entre la présente annexe et le contrat d'accès au RPD souscrit par le client, les clauses du contrat d'accès au RPD prévalent.

Tout engagement complémentaire ou différent de ceux énoncés dans les dispositions générales d'accès au RPD applicables au client, que le Fournisseur aurait souscrit envers le client en Contrat Unique ne saurait être opposable à Enedis et engager le seul Fournisseur à l'égard du client.

## 1. Objet

Les présentes conditions générales telles qu'elles résultent des cahiers des charges de concession pour le service public de la distribution d'électricité reprennent de manière synthétique les clauses des contrats relatifs à l'accès et l'utilisation du RPD en soutirage, qui explicitent les engagements d'Enedis, du client, ainsi que le cas échéant du Fournisseur si le client final dispose d'un Contrat Unique.

Les présentes conditions générales sont tenues à disposition de toute personne qui en fait la demande. Elles sont annexées au cahier des charges de concession disponible sur le site internet [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr).

Elles concernent toutes les catégories d'utilisateurs du réseau de distribution d'électricité, déjà raccordés ou demandant à l'être, résidentiels ou non résidentiels, ayant signé un contrat d'accès au réseau avec Enedis ou un Contrat Unique avec un Fournisseur, y compris au tarif réglementé de vente.

Enedis publie également sur son site internet :

- ses référentiels technique et clientèle, qui exposent les règles qu'Enedis applique à l'ensemble des utilisateurs du RPD ; l'état des publications des règles du référentiel clientèle d'Enedis est accessible à l'adresse [http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-GUI-CF\\_04E.pdf](http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-GUI-CF_04E.pdf).
- ses catalogues des prestations, qui présentent l'offre d'Enedis aux clients et aux Fournisseurs d'électricité et sont disponibles sur le site d'Enedis [www.enedis.fr/Catalogue\\_des\\_prestations](http://www.enedis.fr/Catalogue_des_prestations). Le client peut demander à bénéficier de chacune des prestations proposées dans les conditions définies au catalogue des prestations de la catégorie le concernant.

En cas de contradiction entre les référentiels et le catalogue des prestations d'une part, et le contrat d'accès au RPD conclu par le client d'autre part, les dispositions du contrat d'accès au RPD conclu par le client avec Enedis prévalent.

## 2. Cadre général de l'accès au réseau public de distribution

### 2.1 Engagements d'Enedis :

Enedis s'engage tant à l'égard du client, qu'à celui du Fournisseur, à :

- garantir un accès non discriminatoire au RPD ;
- acheminer l'énergie électrique sur le RPD jusqu'au point de livraison du client, en respectant les standards de qualité définissant l'onde électrique en matière de continuité et de qualité tels que mentionnés dans les contrats d'accès au RPD et rappelés aux articles 7.1 à 7.6 de la présente annexe ;
- assurer l'accueil dépannage et les interventions nécessaires au dépannage ;
- réaliser les interventions techniques nécessaires, selon les modalités techniques et financières des référentiels d'Enedis et de ses Catalogues des Prestations ;
- assurer la sécurité des tiers relativement au RPD ;
- informer les clients et le cas échéant leur Fournisseur préalablement - dans la mesure du possible - lors de coupures pour travaux, pour raisons de sécurité ou lors des coupures pour incident affectant le RPD, conformément aux modalités indiquées au contrat d'accès au RPD conclu avec Enedis ;
- entretenir, développer ou renforcer le RPD dans les zones géographiques où le cahier des charges de concession lui en a confié la responsabilité ;
- garantir l'accès du client à l'historique disponible de ses données de consommation, conformément aux modalités définies par Enedis sur son site [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr) ;
- assurer la protection des informations commercialement sensibles et des données à caractère personnel conformément à la réglementation applicable ;
- assurer l'accueil des demandes du client, ou de son Fournisseur et traiter les réclamations relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD qui lui sont adressées ;
- indemniser les clients dès lors que la responsabilité d'Enedis est engagée, conformément aux modalités prévues dans le contrat d'accès au RPD conclu avec Enedis ;

En outre, lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, Enedis s'engage à l'égard du Fournisseur à :

- assurer l'accueil et le traitement des demandes du Fournisseur ;
- élaborer, valider et mettre à disposition du Fournisseur les données nécessaires à la facturation du Fournisseur, par Enedis du tarif d'utilisation des réseaux appliqué au point de livraison ;
- élaborer, valider et mettre à disposition du Fournisseur les données nécessaires à la facturation au client, par les soins du Fournisseur, de l'énergie électrique en gérant les calendriers Fournisseurs conformément aux dispositions des référentiels d'Enedis et de ses Catalogue des prestations ;

- transmettre à RTE, et le cas échéant au Responsable d'Equilibre désigné nécessaires à la reconstitution des flux ;
- suspendre l'accès au RPD à la demande du Fournisseur ;

## 2.2 Engagements du client

Le client s'engage à l'égard d'Enedis notamment à :

- assurer la conformité de ses installations intérieures aux textes et normes applicables, entretenues de manière à éviter tout trouble de fonctionnement sur le RPD. L'installation intérieure est placée sous la responsabilité du client. En aucun cas, Enedis n'encourt de responsabilité en raison de la défectuosité ou d'un défaut de sécurité de l'installation électrique intérieure du client.

Enedis met à disposition des clients résidentiels sur son site internet à la page [www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite](http://www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite) des informations sur les précautions élémentaires à mettre en œuvre pour que l'installation intérieure et les appareils électriques du client supportent les conséquences de perturbations sur le réseau et évitent de perturber le RPD.

- ne pas raccorder un tiers à ses installations ;
- satisfaire à une obligation de prudence conformément aux dispositions de l'article D342-8 du code de l'énergie, en veillant à ce que ses installations soient capables de supporter les perturbations liées à l'exploitation du RPD ;
- garantir à Enedis le libre accès et en toute sécurité au dispositif de comptage ;
- veiller à l'intégrité des ouvrages de son raccordement individuel et de son branchement individuel ;
- déclarer à Enedis et entretenir les moyens de production autonome dont il dispose, l'accord préalable et écrit d'Enedis étant requis avant la mise en œuvre de moyens de production, conformément aux dispositions de l'article 3.4 de la présente annexe.

## 2.3 Engagements du Fournisseur :

Au titre de ses relations avec le client en Contrat Unique, le Fournisseur s'engage notamment à :

- assurer l'accueil des demandes et des réclamations du client ;
- assurer la reproduction du contrat GRD-F selon des modalités permettant une consultation simple et complète pour le client, en annexant à son Contrat Unique l'annexe 1 bis ou 2 bis du contrat GRD-F selon le Domaine de Tension concerné ; lorsque le client a opté pour un contrat au tarif réglementé de vente, les conditions générales au tarif réglementé de vente reprennent également les dispositions générales d'accès au RPD, décrites dans le contrat GRD-F, qu'Enedis applique à l'ensemble des utilisateurs ;
- informer le client relativement aux dispositions générales d'accès au RPD ;
- informer le client que celui-ci engage sa responsabilité en cas de non respect ou de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et qu'il devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à un tiers et notamment à Enedis ;
- informer le client en cas de défaillance au sens de l'article L 333-3 du code de l'énergie de la part du Fournisseur ;
- facturer simultanément au client la fourniture d'énergie et l'utilisation du RPD en application de l'article L332-4 du code de l'énergie et de l'article R341-2 du code de l'énergie.

Au titre de ses relations avec Enedis, le Fournisseur s'engage notamment à :

- à souscrire auprès d'Enedis, pour chacun des Points de Livraison en Contrat Unique raccordé au RPD géré par Enedis, un accès au réseau respectant la capacité des ouvrages ;
- à payer à Enedis dans les délais convenus les factures relatives à l'utilisation des réseaux, ainsi que les prestations concernant les points de livraison de son périmètre dans le cadre du contrat GRD-F conclu avec Enedis ;
- à mettre à disposition d'Enedis les mises à jour des données dont il est propriétaire au sens de l'annexe 4 du contrat GRD-F pour l'exécution d'un Contrat Unique conformément aux modalités définies dans le contrat GRD-F.

### **3. Raccordement**

#### 3.1 Demande de raccordement d'un point de livraison au RPD :

La prise d'effet d'un contrat d'accès au RPD (CARD ou Contrat Unique) est subordonnée au raccordement effectif et direct au RPD du point de livraison concerné et à la réalisation de l'installation intérieure conformément à la réglementation et aux normes applicables.

Le client qui demande un raccordement ou une évolution de son raccordement peut contacter directement Enedis ou confier à un mandataire l'ensemble des démarches.

#### 3.2 Travaux de raccordement :

Lorsqu'une demande de raccordement ou d'évolution de raccordement existant est formulée par le client, Enedis se rapproche de lui ou de son mandataire pour étudier les modalités de raccordement au RPD pertinentes et adaptées à ses besoins de puissance, ceux-ci pouvant nécessiter la création d'ouvrages de raccordement.

La puissance de raccordement demandée ne peut être mise à disposition qu'après le délai de réalisation des travaux éventuellement nécessaires.

#### 3.3 Facturation du raccordement :

Les conditions de facturation du raccordement au RPD sont communiquées au client qui en fait la demande par Enedis.

#### 3.4 Moyens de production présents chez le client :

L'accord préalable et écrit d'Enedis est nécessaire avant la mise en œuvre de moyens de production. Cet accord pourra notamment porter sur la spécification des matériels utilisés, en particulier les dispositifs de protection de découplage, qui doivent être conformes aux dispositions législatives et réglementaires en vigueur.

Pour le cas où le client entendrait céder tout ou partie de l'énergie électrique produite par les installations de son site, il lui appartiendrait de se rapprocher d'Enedis conformément aux informations figurant sur son site internet pour définir avec elle les modalités de souscription d'un contrat spécifique relatif à l'injection de ladite énergie sur le RPD.

### **4. Mise en œuvre de l'accès et de l'utilisation du RPD**

#### 4.1 Principes généraux :

Les prestations d'accès et d'utilisation du RPD sont réalisées par Enedis conformément aux modalités définies dans les référentiels d'Enedis et au catalogue des prestations.

Dans le cas où Enedis n'est pas en mesure d'honorer un rendez-vous, il lui appartient d'en informer le client au moins deux jours ouvrés avant. Si elle ne le fait pas et que le rendez-vous est manqué du fait d'Enedis, Enedis verse automatiquement au bénéfice du client, via son Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, un frais d'un montant égal à celui facturé en cas de déplacement vain.

#### 4.2 Mise en service à la suite d'un raccordement nouveau

A titre d'information, Enedis ne peut mettre en service que des Points de Livraison satisfaisant aux conditions cumulatives suivantes :

- acceptation par le client ou le pétitionnaire du devis des travaux de raccordement établi par Enedis ;
- réalisation des travaux de raccordement au RPD ainsi que des travaux éventuellement nécessaires incombant au client ou au pétitionnaire ;
- paiement complet à Enedis des sommes dues par le client ou le pétitionnaire ;
- fourniture à Enedis par le client ou le pétitionnaire, d'une attestation de conformité des installations électriques intérieures du client aux règlements et normes de sécurité en vigueur, dès lors que ces installations sont soumises aux dispositions des articles D342-18 à D342-21 du code de l'énergie ;
- à la conclusion d'un Contrat Unique ou d'accès au réseau.

#### 4.3 Mise en service sur raccordement existant :

A titre d'information, Enedis ne peut mettre en service que des Points de Livraison satisfaisant aux conditions cumulatives suivantes :

- réalisation des travaux éventuellement nécessaires incombant au client ou au pétitionnaire ;
- fourniture à Enedis par le client d'une attestation de conformité des installations électriques intérieures du client aux règlements et normes en vigueur dès lors que celles-ci sont soumises aux dispositions des articles

D342-18 à D342-21 du code de l'énergie (rénovation complète des installations hors tension à la demande du client) ;

Lorsqu'un client emménage dans un local déjà raccordé et alimenté, le maintien de l'alimentation est subordonné à la conclusion dans les plus brefs délais d'un Contrat Unique ou d'accès au réseau.

#### 4.4 Changement de Fournisseur :

Le client s'adresse au Fournisseur de son choix.

Lorsque le client souhaite changer de Fournisseur dans le cadre d'un Contrat Unique, le nouveau Fournisseur formule une demande de changement de Fournisseur pour le compte du client auprès d'Enedis, conformément aux modalités définies dans les référentiels d'Enedis. L'ancien Fournisseur ne peut pas s'opposer au changement de Fournisseur demandé. Enedis a la possibilité de s'opposer à la demande de changement de Fournisseur si elle est irrecevable, notamment lorsqu'une demande de changement de Fournisseur est déjà en cours de traitement pour le Point de Livraison.

#### 4.5 Résiliation du contrat :

Le client peut résilier son contrat selon les dispositions prévues dans son Contrat Unique, ou le cas échéant dans son CARD.

En cas de Contrat Unique, le Fournisseur peut résilier le contrat le liant à son client selon les dispositions prévues contractuellement.

En l'absence de nouveau contrat conclu à la date d'effet de la résiliation, les dispositions du paragraphe 7.5 s'appliquent.

## **5. Facturation de l'utilisation du réseau public de distribution**

### 5.1 Tarifs d'utilisation du réseau public de distribution

La tarification de l'utilisation du réseau public de distribution est établie conformément aux articles L 341-2 et suivants du code de l'énergie.

- Lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, Enedis facture l'accès au PRD au Fournisseur et le Fournisseur facture simultanément au client la fourniture d'énergie et l'utilisation du RPD en application de l'article L332-4 du code de l'énergie et de l'article R341-2 du code de l'énergie.
- Lorsque le client dispose d'un contrat CARD, Enedis facture l'accès au RPD directement au client.

Le client est conseillé sur la formule tarifaire d'acheminement et la puissance souscrite la plus adaptée par :

- son Fournisseur, si le client dispose d'un Contrat Unique ;
- Enedis, si le client a souscrit un contrat CARD.

### 5.2 Modification de tarif :

Dès l'entrée en vigueur d'un nouveau tarif d'utilisation du réseau ou d'un nouveau tarif sur les prestations annexes réalisées par le GRD, celui-ci s'applique de plein droit aux contrats d'accès au réseau en cours lorsque le client dispose d'un contrat en offre de marché, et ce quel que soit son schéma contractuel (CARD ou contrat unique).

Ces modifications sont également prises en compte dans les évolutions du tarif réglementé de vente.

### 5.3 Prestations et services :

Les prestations et services assurés au client, ainsi que les prix associés, lui sont communiqués par son Fournisseur en cas de Contrat Unique ou par Enedis en cas de CARD.

## **6. Comptage**

Conformément à l'article L 322-8 du code de l'énergie, Enedis assure les missions de comptage dont elle est légalement investie.

Enedis est chargée du relevé, du contrôle, de la correction éventuelle, de la validation des données de comptage et de la mise à disposition de ces données validées auprès des utilisateurs autorisés.

La documentation technique de référence librement accessible sur le site internet d'Enedis constitue le référentiel des prescriptions techniques applicables en matière de dispositif de comptage.

Ces données de comptage, qui concernent la consommation du client, permettent :

- de facturer le tarif d'utilisation du réseau public de distribution ;

- de mettre à disposition du Fournisseur en Contrat Unique l'ensemble permettant de facturer ses livraisons d'énergie électrique au client conformément aux modalités décrites dans le contrat GRD-F ;

- la transmission à RTE des données de reconstitution des flux ;

#### 6.1 Pose du dispositif de comptage

Le dispositif de comptage permet la mesure et le contrôle des caractéristiques de l'électricité acheminée et leur adaptation aux conditions du contrat souscrit par le client. Il est décrit dans le contrat du client.

La pose d'un compteur communicant s'effectue à l'initiative d'Enedis conformément aux dispositions des articles R341-4 à R341-8 du code de l'énergie.

Dans le cas où le client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA, si le client souhaite un service nécessitant la pose d'un compteur communicant alors qu'il n'en dispose pas encore, Enedis installe ce compteur, sous réserve de faisabilité technique, conformément aux modalités définies dans ses référentiels et ses catalogues des prestations.

#### 6.2 Vérification, entretien et renouvellement des équipements du dispositif de comptage

Le contrôle des équipements du dispositif de comptage est assuré par Enedis.

Le client ou son Fournisseur en Contrat Unique peut à tout moment demander à Enedis une vérification métrologique des équipements du dispositif de comptage, dans les conditions décrites aux catalogues des prestations d'Enedis en vigueur de la catégorie concernant le client.

L'entretien et le renouvellement des équipements du dispositif de comptage fournis par Enedis sont assurés par Enedis. Les frais correspondants sont à la charge d'Enedis, sauf détérioration imputable au client. L'entretien et le renouvellement des équipements du dispositif de comptage non fournis par Enedis sont sous la responsabilité du client. Lorsque l'opération d'entretien ou de renouvellement nécessite la dépose des scellés, la présence d'Enedis est obligatoire et le client est tenu de demander l'intervention d'Enedis, par l'intermédiaire de son Fournisseur s'il dispose d'un Contrat Unique, en préalable à l'opération. Cette opération est réalisée et facturée conformément aux catalogues des prestations en vigueur de la catégorie concernant le client.

Lorsqu'un compteur a été fourni par le client, le Fournisseur est tenu de souscrire une prestation de synchronisation dudit compteur dans les conditions décrites au catalogue des prestations d'Enedis en vigueur. Le renouvellement de ce compteur pour le mettre en conformité avec la réglementation est sous la responsabilité d'Enedis conformément à l'article L 322-8 du code de l'énergie.

#### 6.3 Fraude et dysfonctionnement du matériel de comptage

Le client doit veiller à ne pas porter atteinte à l'intégrité et au bon fonctionnement des appareils permettant le calcul de ses consommations d'électricité. Les fraudes portant sur le matériel de comptage sont traitées dans le cadre du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier sont à la charge du client.

En cas de dysfonctionnement du dispositif de comptage, ayant une incidence sur l'enregistrement des consommations, ou de fraude dûment constatée par Enedis, Enedis informe le client de l'évaluation des consommations à rectifier. Cette évaluation est faite par comparaison avec des périodes similaires de consommation du point de livraison concerné ou à défaut de celles d'un point de livraison présentant des caractéristiques de consommation comparables. Enedis peut modifier cette évaluation sur la base d'éléments circonstanciés communiqués par le client. Sans réponse du client à la proposition d'évaluation dans un délai de 30 jours calendaires, l'évaluation produite est considérée comme validée et Enedis procède à la rectification.

Dans le cadre d'un Contrat Unique, le Fournisseur est chargé du recouvrement de la facture rectificative.

#### 6.4 Accès au dispositif de comptage

Le client s'engage à prendre toute disposition pour permettre à Enedis d'effectuer :

- la pose, la modification, l'entretien et la vérification du matériel de comptage ; dans le cadre du déploiement des compteurs communicants, le client doit laisser Enedis procéder au remplacement du compteur conformément aux dispositions des articles R341-4 à R 341-8 du code de l'énergie ;

- le dépannage des dispositifs de comptage, conformément à la mission dévolue à Enedis en application de l'article L 322-8 du code de l'énergie ;

- le relevé du compteur autant de fois que nécessaire (au moins une fois par an lorsque le client dispose d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA). Dans les cas où l'accès au compteur nécessite la présence du client, celui-ci est informé au préalable du passage d'Enedis.

Si un compteur n'a pas pu être relevé au cours des douze derniers mois du fait de l'impossibilité de cet accès, Enedis peut demander un rendez-vous à la convenance du client pour un relevé spécial qui sera facturé via le Fournisseur dans les conditions prévues aux catalogues des prestations d'Enedis.

## 7. Continuité et qualité de l'électricité

### 7.1 Engagements d'Enedis en matière de continuité

Enedis s'engage à mettre tous les moyens en œuvre pour assurer une continuité d'alimentation en électricité dans les limites des techniques existantes concernant le réseau et le système électrique, sous réserve des dispositions mentionnées aux articles 7.4 et 11.3 de la présente annexe.

Lorsque le point de livraison du client est raccordé au RPD en HTA :

- Enedis s'engage à ne pas dépasser un seuil de nombre de coupures, hors travaux. Ce seuil est défini par zone d'alimentation selon une règle précisée dans les dispositions générales relatives à l'accès et l'utilisation du RPD en HTA ;
- le client peut, s'il en fait la demande, substituer à l'engagement standard un engagement personnalisé sur le nombre de coupures, conformément aux modalités définies dans les dispositions générales d'accès et d'utilisation du RPD en HTA ; le catalogue des prestations d'Enedis en précise les modalités, notamment financières ;
- Enedis s'engage à ne pas causer plus de deux coupures pour travaux par année civile, et à ce que la durée de chaque coupure soit inférieure à 4 heures ;

Lorsque le point de livraison du client est raccordé au RPD en basse tension, la durée d'une coupure pour travaux peut exceptionnellement atteindre dix heures, mais ne peut en aucun cas les dépasser.

Enedis informe également le client résidentiel sur les précautions élémentaires à mettre en œuvre pour se prémunir des conséquences d'une coupure d'électricité sur son site internet à la page <http://www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite>.

Enedis met également à disposition du client un numéro d'appel dépannage ; si le client dispose d'un Contrat Unique, son Fournisseur est tenu de mentionner ce numéro sur les factures que le Fournisseur adresse au client, en précisant qu'il s'agit des coordonnées d'Enedis.

### 7.2 Mécanisme de pénalité pour les coupures longues :

Enedis verse automatiquement, au bénéfice du client concerné, le cas échéant via son Fournisseur, une pénalité pour toute coupure longue d'une durée supérieure à celle fixée par la délibération de la CRE en vigueur relative aux tarifs d'utilisation du RPD.

Le montant et des conditions d'application de cette pénalité sont définis conformément aux dispositions de la délibération de la CRE en vigueur relative aux tarifs d'utilisation du RPD.

Cette pénalité s'applique sans préjudice d'une éventuelle indemnisation du client au titre de la responsabilité civile de droit commun d'Enedis.

### 7.3 Engagement d'Enedis en matière de qualité :

Enedis s'engage à livrer au client une électricité d'une qualité régulière, définie et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique, sous réserve des dispositions mentionnées aux articles 7.4 et 11.3 de la présente annexe.

Les engagements d'Enedis pour les points de livraison raccordés au RPD en HTA portent sur les fluctuations lentes, les variations rapides, les déséquilibres de la tension et la fréquence de tension.

- Ils sont définis dans les dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD HTA pour les clients en Contrat Unique (annexe 1 du contrat GRD-F) et dans les clauses des contrats CARD HTA pour les clients en contrat CARD.
- Enedis ne prend aucun engagement standard sur les microcoupures ni sur les creux de tension.
- Seuls les creux de tension peuvent donner lieu à un engagement personnalisé, conformément aux règles définies dans les contrats d'accès au RDP et aux modalités notamment financières définies dans le catalogue des prestations d'Enedis.

Les engagements d'Enedis pour les points de livraison raccordés au RPD en basse tension portent sur la tension contractuelle en termes de plage de variation autour de la tension nominale et de fréquence :

- La tension nominale est de 230 V en courant monophasé et de 400 V en courant triphasé. Enedis maintient la tension de fourniture au point de livraison à l'intérieur d'une plage de variation fixée conformément aux articles D322-9 et 10 du code de l'énergie : entre 207 v et 253 V en courant monophasé, et entre 360 V et 440 V en courant triphasé.
- La valeur nominale de la fréquence de la tension est de 50 Hertz. Les conditions de mesure de ces caractéristiques sont celles de la norme NF EN 50160, disponible auprès de l'AFNOR.



#### 7.4 Limites aux engagements continuité et qualité d'Enedis :

Les engagements d'Enedis en matière de continuité et de qualité de l'onde électrique, décrits aux paragraphes 7.1 et 7.3 de la présente annexe, ne sont pas applicables dans les cas relevant de la force majeure tels que décrits au paragraphe 9.3 de la présente annexe et dans les cas énoncés ci-après :

- circonstances insurmontables liées à des phénomènes atmosphériques ;
- lorsque des interventions programmées sur le RPD sont nécessaires, étant rappelé que :
  - si le point de livraison du client est raccordé en basse tension, la durée d'une coupure pour travaux peut exceptionnellement atteindre dix heures, mais ne peut les dépasser ;
  - si le point de livraison du client est raccordé en HTA, Enedis s'engage à ne pas causer plus de deux coupures pour travaux par année civile, et à ce que la durée de chaque coupure soit inférieure à 4 heures ;
- dans les cas cités aux articles 7.5 et 7.6 ci-après ;
- lorsque la continuité d'alimentation en électricité est interrompue, sans faute de la part d'Enedis du fait imprévisible et irrésistible d'un tiers ;
- lorsque la qualité de l'électricité acheminée pour des usages professionnels subit des défauts dus au fait imprévisible et irrésistible d'un tiers, sans faute de la part d'Enedis ;

#### 7.5 Suspension de l'accès au RPD à l'initiative d'Enedis :

Enedis peut interrompre ou refuser l'accès au RPD dans les cas suivants :

- injonction émanant de l'autorité compétente en matière d'urbanisme ou de police en cas de trouble à l'ordre public ;
- non-justification de la conformité de l'installation intérieure du client à la réglementation et aux normes applicables ;
- danger grave et immédiat porté à la connaissance d'Enedis ;
- modification, dégradation ou destruction volontaire des ouvrages et comptages exploités par Enedis, quelle qu'en soit la cause ;
- trouble causé par le client ou par ses installations et appareillages, affectant l'exploitation ou la distribution d'électricité ;
- usage illicite ou frauduleux de l'électricité, dûment constaté par Enedis ;
- refus du client de laisser Enedis accéder, pour vérification, entretien ou relevé, à ses installations électriques et en particulier au local de comptage ;
- refus du client, alors que des éléments de ses installations électriques, y compris le dispositif de comptage, sont défectueux, de procéder à leur réparation ou à leur remplacement ;
- absence de Contrat Unique ou de CARD ;
- résiliation de l'accès au RPD à la demande du Fournisseur, si le client dispose d'un Contrat Unique ;
- non-paiement par le client des sommes dues à Enedis, si le client dispose d'un contrat CARD ;
- absence de rattachement à un périmètre de responsable d'équilibre, pour un client en contrat CARD ;
- raccordement non autorisé d'un tiers à l'installation intérieure du client.

La suspension par Enedis du contrat d'accès au RPD pour des impératifs de sécurité peut intervenir sans délai. Dans les autres cas, les délais et les modalités de la suspension sont ceux des articles des contrats d'accès au RPD sur la base desquels il est procédé à ladite suspension ; à défaut de telles dispositions, la suspension prend effet dix jours calendaires après l'envoi par Enedis d'une lettre recommandée avec accusé de réception, avec copie au Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique.

Enedis doit à nouveau permettre sans délai l'accès au RPD dès que les motifs ayant conduit à la suspension ont pris fin.

#### 7.6 Suspension de l'accès au RPD à l'initiative du Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique :

Lorsque le client en Contrat Unique n'a pas réglé les sommes dues au titre de son Contrat Unique ou en cas de manquement contractuel selon les clauses de ce contrat, le Fournisseur a la faculté, dans le respect de la réglementation en vigueur et au catalogue des prestations :

- de demander à Enedis de suspendre l'accès au réseau du client ;
- ou de demander à Enedis de limiter la puissance du client lorsqu'elle est inférieure ou égale à 36 kVA pour les clients résidentiels ou pour les clients professionnels lorsque le client dispose d'un compteur communicant.

## 8. Responsable d'équilibre

En application de l'article L 321-15 du code de l'énergie et afin de garantir l'équilibre général du RPD, en compensant les écarts éventuels entre les injections et les consommations effectives des différents utilisateurs du RPD, RTE a mis en place un mécanisme contractuel de responsable d'équilibre décrit dans la section 2 des Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre accessibles via le site internet <http://clients.rte-france.com/>. Ce mécanisme concerne l'ensemble des consommateurs et producteurs d'électricité, qu'ils soient raccordés au RPT ou au RPD.

Pour ce faire, RTE doit être informé de la quantité des productions injectées et des consommations soutirées au RPD mesurées conformément aux dispositions des conditions générales des contrats d'accès au RPD d'une part, et d'autre part, des fournitures déclarées échangées entre Périmètres d'Equilibre au sens des Règles précitées.

Pour l'exécution de leurs missions respectives, Enedis et RTE s'échangent, dans le cadre de l'article R111-29 du code de l'énergie des informations relatives aux périmètres des responsables d'équilibre et aux quantités d'énergie déclarées et mesurées.

Le Fournisseur du client en Contrat Unique procède aux formalités relatives au Responsable d'équilibre pour le compte de son client en Contrat Unique :

- le ou les points de livraison définis dans le Contrat Unique concerné sont rattachés au périmètre RPD du périmètre du responsable d'équilibre, désigné par le Fournisseur dans le contrat GRD-F conclu avec Enedis ;
- la date d'entrée et la date de sortie d'un point de livraison du périmètre du Responsable d'Equilibre désigné par le Fournisseur correspondent respectivement à la date d'effet du Contrat Unique et à la date de fin du Contrat Unique concerné.

Le client en contrat CARD procède lui-même aux formalités requises relatives au responsable d'équilibre :

- le responsable d'équilibre désigné par le client est mentionné dans les conditions particulières de son contrat CARD ;
- le client communique à Enedis la copie de l'accord de rattachement dûment signé par le responsable d'équilibre et le client.

## 9. Responsabilités

### 9.1 Responsabilité d'Enedis vis-à-vis du client

Enedis est seule responsable des dommages directs et certains causés au client en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge vis-à-vis du client, aux termes des clauses des contrats d'accès au RPD.

Le client dispose d'un droit contractuel direct à l'encontre d'Enedis pour les engagements d'Enedis vis-à-vis du client contenus dans :

- le contrat GRD-F, lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, et notamment ses dispositions générales d'accès et d'utilisation du RPD (annexes 1 à 3 et 1bis et 2 bis du contrat GRD-F) ;
- le contrat CARD, lorsque le client dispose d'un CARD.

Lorsqu'Enedis est reconnue responsable vis-à-vis du client, elle est tenu de réparer pécuniairement l'ensemble des dommages directs et certains causés au client.

Dans les cas où Enedis est reconnue responsable et a indemnisé le client pour les dommages subis, l'incident (coupure ou défaut de qualité) ne sera pas comptabilisé ultérieurement pour vérifier le respect des engagements d'Enedis.

### 9.2 Responsabilité du client vis-à-vis d'Enedis

Le client est responsable des dommages directs et certains causés à Enedis, notamment en cas de non-respect des obligations mises à sa charge au titre du contrat d'accès au RPD. Cette responsabilité est toutefois susceptible d'être atténuée si le client apporte la preuve d'une faute ou d'une négligence d'Enedis.

En cas de préjudice subi par Enedis, celle-ci engage toute procédure amiable ou tout recours juridictionnel contre le client à l'origine de ce préjudice. Si le client est en Contrat Unique, Enedis en informe le Fournisseur.

Le Fournisseur d'un client en Contrat Unique est tenu de communiquer à Enedis sur simple demande, le Contrat Unique conclu avec le Client. Il se réserve toutefois le droit de masquer les dispositions du Contrat Unique ne concernant pas l'accès au RPD. Le Fournisseur ne peut être tenu pour responsable de la mauvaise exécution ou de la non-exécution par le client de ses obligations, sauf si par sa faute, le Fournisseur y a contribué.

### 9.3 Régime perturbé et force majeure

Un événement de force majeure désigne tout événement irrésistible, imprévisible et extérieur, rendant impossible l'exécution de tout ou partie des obligations mentionnées dans le contrat d'accès au RPD du client.

En outre, en application de l'article D322-1 du code de l'énergie et de l'article 1<sup>er</sup> de l'annexe 1 du décret n° 2006-1731, il existe des circonstances exceptionnelles, indépendantes de la volonté d'Enedis et non maîtrisables en l'état des connaissances techniques, qui sont assimilées à des événements de force majeure. Ces circonstances caractérisant le régime perturbé sont les suivantes :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats ou atteintes délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des faits irrésistibles et imprévisibles des tiers, tels qu'incendies, explosions ou chutes d'aéronefs ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n°82-600 du 13 juillet 1982, c'est-à-dire des dommages matériels directs ayant pour cause déterminante l'intensité anormale d'un agent naturel, lorsque les mesures habituelles à prendre pour prévenir ces dommages n'ont pu empêcher leur survenance ou n'ont pu être prises ;
- les phénomènes atmosphériques irrésistibles par leur cause et leur ampleur et auxquels les réseaux électriques, et notamment aériens, sont particulièrement vulnérables (par exemple, givre, neige collante, tempête), dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 clients, alimentés par le RPT et/ou par les RPD sont privés d'électricité. Cette dernière condition n'est pas exigée en cas de délestages de points de livraison non prioritaires en application de l'arrêté du 5 juillet 1990 dans le cas où l'alimentation en électricité est de nature à être compromise ;
- les mises hors service d'ouvrages imposées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction d'Enedis ;
- les délestages organisés par RTE conformément à l'article 12 de l'arrêté du 6 octobre 2006 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport de l'électricité d'un réseau public de distribution.

Enedis, le client et le Fournisseur du client en Contrat Unique n'encourent aucune responsabilité et ne sont tenus d'aucune obligation de réparation au titre des dommages subis par l'un ou l'autre du fait de l'inexécution ou de l'exécution défectueuse de tout ou partie de leurs obligations, lorsque cette inexécution ou cette exécution défectueuse a pour cause la survenance d'un événement de force majeure.

Les obligations contractuelles dont l'exécution est rendue impossible, à l'exception de celle de confidentialité, sont alors suspendues pendant toute la durée de l'évènement de force majeure. Les incidents éventuels (coupure ou défaut de qualité) survenant pendant la période de force majeure ne sont pas comptabilisés ultérieurement pour vérifier le respect des engagements d'Enedis.

Celui qui invoque un événement de force majeure à l'obligation de mettre en œuvre tous les moyens dont il dispose pour en limiter sa portée et sa durée.

Lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, celui qui désire invoquer l'évènement de force majeure informe les deux autres, par tout moyen, dans les meilleurs délais, de la nature de l'évènement de force majeure invoqué et de sa durée probable.

Lorsque le client dispose d'un contrat CARD, celui qui désire invoquer l'évènement de force majeure informe l'autre partie, par tout moyen, dans les meilleurs délais, de la nature de l'évènement de force majeure invoqué et de sa durée probable.

## **10. Traitement des réclamations des clients**

### 10.1 Dispositions générales pour le traitement des réclamations :

Le client en Contrat Unique, victime d'un dommage qu'il attribue à une faute ou au non-respect par Enedis de ses engagements, adresse une réclamation en ce sens à son Fournisseur s'il dispose d'un Contrat Unique ou à Enedis, quel que soit son schéma contractuel (Contrat Unique ou CARD).

Le Fournisseur d'un client en Contrat Unique, qui reçoit une réclamation de son Client transmet à Enedis dans les cinq jours ouvrés les réclamations qui concernent Enedis. A cette occasion, il joint l'ensemble des pièces utiles au traitement de la réclamation du client qui sont à sa disposition.

La réponse est portée directement au client par Enedis, dans les cas suivants :

- sur demande du Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique et que l'objet de la réclamation est relatif à la continuité et/ou la qualité de l'onde électrique ;
- l'objet de la réclamation est hors du champ du Contrat Unique et concerne Enedis ;
- le client a adressé sa réclamation directement à Enedis ;

Dans ces trois cas, Enedis informe le Fournisseur du client en Contrat Unique, de la réponse apportée au client.

Dans un délai de 30 jours calendaires à compter de la date de la réclamation accompagnée de l'ensemble des éléments du dossier, hormis les cas de réclamations consécutives à une situation de crise, Enedis procède à une analyse de l'incident déclaré et communique la suite qui sera donnée à la réclamation du client.

Les réponses apportées au client doivent mentionner les recours possibles.

## 10.2 Dispositions complémentaires pour le traitement des réclamations avec de

Afin de faciliter le traitement de la réclamation avec demande d'indemnisation, il est conseillé au client d'adresser sa réclamation dans un délai de 20 jours calendaires par lettre recommandée avec avis de réception, à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle il en a eu connaissance. Le client peut saisir à tout moment la juridiction compétente.

La réclamation avec demande d'indemnisation du client doit a minima préciser les éléments suivants :

- date, lieu et, si possible, heure de l'incident supposé être à l'origine du dommage
- nature et, si possible, montant estimé des dommages directs et certains.

En cas d'accord sur le principe de l'indemnisation du client, Enedis communique son offre d'indemnisation au client, ainsi qu'au Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique.

En cas d'accord du client sur le montant de cette offre d'indemnisation, Enedis ou son assureur verse au client le montant de l'indemnisation convenue dans un délai de trente jours calendaires à compter de l'accord du client.

En cas de refus d'indemnisation ou de désaccord sur le montant de l'indemnisation, le client peut demander à Enedis, via le Fournisseur s'il dispose d'un Contrat Unique, d'organiser une expertise amiable ou l'organiser lui-même. A défaut d'accord à l'issue de l'expertise, le client peut saisir le tribunal compétent.

### 11. Recours

En cas de litige sur l'interprétation et/ou l'exécution des contrats d'accès au RPD, le client peut saisir le cas échéant par l'intermédiaire de son Fournisseur s'il dispose d'un Contrat Unique, les services compétents d'Enedis en vue d'un examen de sa demande. Les coordonnées desdits services sont disponibles sur simple demande auprès d'Enedis.

Si le client est un particulier ou un professionnel appartenant à la catégorie des micro-entreprises mentionnée à l'article 51 de la loi n°2008-776 du 4 août 2008, il peut faire appel au Médiateur national de l'Energie, conformément à l'article L 122-1 du code de l'énergie. Le différend doit alors faire l'objet d'une réclamation écrite préalable du client au Fournisseur avec lequel il a souscrit son Contrat Unique ou à Enedis, s'il n'a pas permis de régler ce litige dans un délai de deux mois à compter de la réception de cette réclamation, conformément à l'article R122-1 du code de l'énergie.

Le client peut également soumettre le différend devant la juridiction compétente ou au Comité de Règlement des Différends et des Sanctions (CoRDIS) de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE).

### 12. Assurances

Il est recommandé au client de disposer d'une assurance de dommages pour ses propres biens et de responsabilité civile pour couvrir les dommages que lui-même ou son installation est susceptible de causer au RPD.

### 13. Evolution du présent document et des modèles de contrats d'accès au RPD

Les évolutions du présent document feront l'objet d'une information à la FNCCR par Enedis. Les nouvelles conditions seront alors applicables et se substitueront aux présentes.

Enedis s'engage en outre à publier toute nouvelle version des modèles de contrats d'accès au RPD, sur son site internet : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr).

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE  
 Département de Saône et Loire

**EXTRAIT DE REGISTRE**  
 des délibérations du Comité Syndical  
 du Syndicat Départemental d'Énergie de Saône et Loire (SYDESL)  
 Séance du 3 juin 2021

Nombre de Membres en exercice :  
 74  
 Nombre de Membres présents :32  
 Nombre de pouvoirs : 15  
 Nombre de mandats : 809  
 Pour : 809  
 Abstentions : 0

**CS21-042**

**Création d'un service soumis à TVA au sein du budget principal pour l'activité « électrification ».**

**Le trois du mois de juin de l'année deux mille vingt et un, le Comité syndical du SYDESL s'est réuni à Mâcon, salle Henri Guillemin, à 14 heures, après convocation légale sous la présidence de M. Jean SAINSON, Président.**

**Etaient présents** : MM. BAJAU – RENAUD – PERCHE – MENNELLA – PERRAUD – BERTHET – CHASSERY – MME GONCALVES – MM. REYNAUD – PLET – GIRARDEAU – VARIN – FRIZOT – PISSELOUP – VIRELY – MARTIN – CHAILLET – PROTET – VOGEL – VERCHERE – PERRUCAUD – VIEUX – BORDAT – BURTIN – MAYA – CORNIER – POUCHELET – DEYNOUX – SAINSON – CHARLEUX – POPILLE – DESSOLIN.

**Participaient en visioconférence (sans droit de vote)** : MM. CHAPUIS – GENET – MME SARANDAO – DURAND – SALCE – MME MAUNY.

**Etaient excusés avec pouvoir** :

M. CHAUVET	pouvoir à	M. VIRELY	M. DURAND	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. GUILLEMAUT	pouvoir à	M. CHASSERY	M. SALCE	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. SPARTA	pouvoir à	M. MENNELLA	M. LACHEZE	Pouvoir à	M. PERRUCAUD
M. THEBAULT	pouvoir à	M. SAINSON	M. BERNARD	Pouvoir à	M. VIEUX
M. HES	pouvoir à	M. MAYA	MME MAUNY	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. CHAVIGNON	Pouvoir à	M. PERRUCAUD	M POIZEAU	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. PICARD	Pouvoir à	M. MENNELLA	M. BERGMANN	Pouvoir à	M. MAYA
M. CHAPUIS	Pouvoir à	M. SAINSON			

**Etaient absents dont excusés** : MME ANDRE - MM. VERJUX - PLATRET – DUMAINE – FEVRE – JOYET – LE CLOIREC - LANCIAU – RAGOT – MENAGER - KRZYWONOS – MARECHAL - CLERC – PATRU – FIERIMONTE - DAUGE – PINARD – TARDY – MAITRE – CARON – RIBOULIN – GELIN – BERTHIER – LAROCLETTE - AVENAS.

**Assistaient** : MME SEVESTRE - MM. JACCON – JOURNET - DÉGROLARD – DE MONREDON – OVISTE - MME FITON CHAVALLE – MME MAZILLE - M. SEBERT (Payeur Départemental).

Le Président constate que le quorum est atteint et ouvre la séance.

Il est procédé conformément à l'article L. 2121.15 du Code Général des Collectivités Territoriales, à l'élection d'un secrétaire pris dans le Comité ; M. REYNAUD ayant obtenu l'unanimité des suffrages, a été désigné pour remplir ces fonctions qu'il a acceptées.

Le Comité syndical a été convoqué le 27 mai 2021.

Le compte rendu de cette séance sera affiché au plus tard le 25 juin 2021.

**Création d'un service soumis à TVA au sein du budget principal pour l'activité  
« électrification ».**

Le Président expose :

**A. Ancien fonctionnement de la TVA sous le contrat SYDESL-ENEDIS signé en 1992**

Le SYDESL est l'autorité organisatrice du service public de distribution d'électricité. Il exerce cette compétence en lieu et place de ses communes membres conformément à l'article L.2224-31 du Code Général des Collectivités Territoriales.

Cette mission fait l'objet d'une délégation de service public définie dans le cahier des charges de concession conclu avec Enedis (et EDF pour la vente d'électricité aux tarifs réglementés) depuis 1992.

En application de ce contrat de concession, et conformément à l'article 210 de l'annexe II du code général des impôts, durant l'actuelle période contractuelle le SYDESL a pu transférer à Enedis le droit à déduction de la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) ayant grevé les investissements dont il a été maître d'ouvrage sur le réseau concédé.

Ce transfert de droit à TVA permettait à Enedis de verser directement au SYDESL le montant de la TVA ayant grevé les travaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage SYDESL.

**B. Nouveau fonctionnement de la TVA avec le futur contrat de concession**

Le décret 2015-1763 du 24/12/2015 a abrogé l'article 210 de l'annexe II du code général des impôts et ainsi a mis fin à la procédure de transfert de droit à déduction pour les dépenses d'investissements publics mis à disposition de délégataires de service public en application de contrats de délégation conclu à compter du 01/01/2016.

Le futur contrat de concession liant Enedis, EDF et le SYDESL, couvrant la période 2021-2051, sera prochainement signé et, en son article 52, précise les nouvelles dispositions applicables à la TVA.

**Ce qui rentre dans le champ de la TVA :**

Le SYDESL sera désormais fondé à déclarer, directement auprès des services fiscaux, la taxe grevant les investissements réalisés sous sa maîtrise d'ouvrage sur le réseau concédé, à savoir :

- Extension basse tension pour les opérations d'intérêt général sur les communes rurales ;
- Renforcement, sécurisation basse tension occasionnée par l'accroissement de la demande d'électricité sur les communes rurales ;
- Aménagement esthétique des réseaux BT sur les communes rurales et urbaines.

Parallèlement, en matière de recettes, seule la redevance R2 (dite redevance d'investissement) sera soumise à TVA, dans les conditions de droit commun (20 %), sous réserve qu'elle représente au moins 10 % des dépenses annuelles supportées par l'autorité concédante au titre des nouveaux ouvrages mis à disposition. A titre indicatif, en 2020, les dépenses du SYDESL pour travaux sur les réseaux de distribution d'électricité se sont élevées à 12 324 000 € et la recette perçue au titre de la R2 à 1 262 880 €. Cette redevance est une contrepartie de la mise à disposition, par l'AODE au

concessionnaire, d'ouvrages de distribution d'électricité et d'investissements qu'elle a réalisés. Il s'agit donc d'une mise à disposition onéreuse qui, par conséquent, représente une activité économique et entre dans le champ de la TVA.

#### **Ce qui ne rentre pas dans le champ de la TVA :**

La redevance R1 (dite redevance de fonctionnement) est versée par le concessionnaire pour participer aux dépenses de contrôle de l'exécution du contrat engagées par le concédant. Elle n'est pas une contrepartie d'un service rendu au concessionnaire et sort donc du champ de la TVA.

Lorsque l'AODE est maître d'ouvrage sur des travaux de raccordement, Enedis lui verse une somme correspondant à la prise en charge des coûts de raccordement couverte par le Tarif d'Utilisation de Réseaux Publics d'Electricité (TURPE). Il s'agit de la Part Couverte par le Tarif (PCT). Celle-ci n'est pas considérée comme la contrepartie d'opérations réalisées par l'AODE au profit d'Enedis et sort également du champ de la TVA.

Pour compléter la PCT, les collectivités en charge de l'urbanisme (CCU) versent une contribution à l'AODE lorsqu'elle est maître d'ouvrage des travaux de raccordement. Cette contribution constitue une subvention d'équipement non soumise à TVA. En revanche lorsqu'Enedis est maître d'ouvrage ces sommes constituent la contrepartie de prestations de travaux réalisées par Enedis à son profit et sont soumises à TVA.

L'article 8 du contrat de concession dispose qu'Enedis finance à hauteur de 40 % les travaux destinés à améliorer la qualité de distribution et l'intégration des ouvrages dans l'environnement lorsque l'AODE est le maître d'ouvrage. Les sommes versées par Enedis au SYDESL, dans ce cadre-là, ne constituent pas la rémunération de prestations de service. Elles sont considérées comme des subventions d'équipement et ne sont, par conséquent, pas soumises à TVA.

Ces dispositions fiscales ont été confirmées par la Direction Générale des Finances Publiques dans le cadre d'un rescrit adressé à la FNCCR le 25 août 2020.

#### **L'obligation de distinguer les opérations hors du champ de la TVA et celles qui sont assujetties**

En application du I de l'article 209 de l'annexe II au Code Général des Impôts (CGI), les opérations situées hors du champ de la TVA et les opérations imposables doivent être comptabilisées dans des comptes distincts pour l'application du droit à déduction. La comptabilité de la collectivité doit ainsi suivre distinctement les acquisitions de biens et services, les cessions de biens constituant des immobilisations et le montant des opérations imposables et non imposables. Il n'est pas indispensable de tenir deux comptabilités séparées dès lors que la comptabilité de la collectivité, complétée le cas échéant par des registres annexes, fait apparaître distinctement les données comptables propres à chaque activité (assujettie ou non assujettie à la TVA) et qu'ainsi puissent être justifiées les mentions portées sur les déclarations de TVA.

Le SYDESL n'étant pas assujetti à la TVA pour ses autres activités, il est proposé, à compter de l'entrée en vigueur du nouveau contrat de concession, de créer au sein du budget principal un service spécifique qui permettra de dissocier les dépenses et recettes assujetties au régime réel de la TVA du reste de l'activité du SYDESL.

Les opérations relatives à l'activité « électrification » pourront ainsi continuer à être comptabilisées dans le budget principal du SYDESL à condition de faire l'objet de bordereaux de mandats et de titres distincts pour les isoler des opérations non soumises à TVA.

**Cet exposé entendu et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité, décide :**

- D'approuver la création d'un service « Electrification » soumis à la TVA au sein du budget principal à compter de l'entrée en vigueur du nouveau contrat de concession.
- D'autoriser le Président à accomplir toutes les formalités afférentes à ce dossier.

Fait en séance les jours, mois et an que dessus,

Le Président,

Jean SAINSON







RÉPUBLIQUE FRANÇAISE  
Département de Saône et Loire

**EXTRAIT DE REGISTRE**  
des délibérations du Comité Syndical  
du Syndicat Départemental d'Énergie de Saône et Loire (SYDESL)  
Séance du 3 juin 2021

Nombre de Membres en exercice : 74  
Nombre de Membres présents : 32  
Nombre de pouvoirs : 15  
Nombre de mandats : 809  
Pour : 809  
Abstentions : 0

**CS21-043**

**Modification du terme E en un nouveau terme I, les conséquences pour les communes urbaines au sens du régime de l'électrification.**

**Le trois du mois de juin de l'année deux mille vingt et un, le Comité syndical du SYDESL s'est réuni à Mâcon, salle Henri Guillemin, à 14 heures, après convocation légale sous la présidence de M. Jean SAINSON, Président.**

**Etaient présents** : MM. BAJAU – RENAUD – PERCHE – MENNELLA – PERRAUD – BERTHET – CHASSERY – MME GONCALVES – MM. REYNAUD – PLET – GIRARDEAU – VARIN – FRIZOT – PISSELOUP – VIRELY – MARTIN – CHAILLET – PROTET – VOGEL – VERCHERE – PERRUCAUD – VIEUX – BORDAT – BURTIN – MAYA – CORNIER – POUCHELET – DEYNOUX – SAINSON – CHARLEUX – POPILLE – DESSOLIN.

**Participaient en visioconférence (sans droit de vote)** : MM. CHAPUIS – GENET – MME SARANDAO – DURAND – SALCE – MME MAUNY.

**Etaient excusés avec pouvoir** :

M. CHAUVET	pouvoir à	M. VIRELY	M. DURAND	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. GUILLEMAUT	pouvoir à	M. CHASSERY	M. SALCE	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. SPARTA	pouvoir à	M. MENNELLA	M. LACHEZE	Pouvoir à	M. PERRUCAUD
M. THEBAULT	pouvoir à	M. SAINSON	M. BERNARD	Pouvoir à	M. VIEUX
M. HES	pouvoir à	M. MAYA	MME MAUNY	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. CHAVIGNON	Pouvoir à	M. PERRUCAUD	M POIZEAU	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. PICARD	Pouvoir à	M. MENNELLA	M. BERGMANN	Pouvoir à	M. MAYA
M. CHAPUIS	Pouvoir à	M. SAINSON			

**Etaient absents dont excusés** : MME ANDRE - MM. VERJUX - PLATRET – DUMAINE – FEVRE – JOYET – LE CLOIREC - LANCIAU – RAGOT – MENAGER - KRZYWONOS – MARECHAL - CLERC – PATRU – FIERIMONTE - DAUGE – PINARD – TARDY – MAITRE – CARON – RIBOULIN – GELIN – BERTHIER – LAROCLETTE - AVENAS.

**Assistaient** : MME SEVESTRE - MM. JACCON – JOURNET - DÉGROLARD – DE MONREDON – OVISTE - MME FITON CHAVALLE – MME MAZILLE - M. SEBERT (Payeur Départemental).

Le Président constate que le quorum est atteint et ouvre la séance.

Il est procédé conformément à l'article L. 2121.15 du Code Général des Collectivités Territoriales, à l'élection d'un secrétaire pris dans le Comité ; M. REYNAUD ayant obtenu l'unanimité des suffrages, a été désigné pour remplir ces fonctions qu'il a acceptées.

Le Comité syndical a été convoqué le 27 mai 2021.

Le compte rendu de cette séance sera affiché au plus tard le 25 juin 2021.

## Modification du terme E en un nouveau terme I, les conséquences pour les communes urbaines au sens du régime de l'électrification.

Le Président expose le contexte :

Pour rappel, le SYDESL perçoit différentes recettes financières dont deux recettes importantes qui sont la **redevance versée par Enedis** liée au contrat de concession et la **TCCFE payée par les usagers** aux fournisseurs qui la reversent au SYDESL. Il est important de souligner que les communes rurales reversent la TCCFE au SYDESL tandis que les communes urbaines de Saône-et-Loire conservent le bénéfice de la TCCFE.

Le futur contrat de concession de distribution d'électricité, qui devrait être signé en 2021, dispose d'une nouvelle formule pour le calcul de la redevance de concession d'investissement nommée R2.

Telle que décrite **en annexe 1A, l'ancienne formule** de cette redevance intègre dans ses variables les montants de travaux engagés sur le réseau par les collectivités. Elle dispose notamment du **terme « E »** qui correspond aux travaux d'amélioration de l'éclairage public investit par les collectivités. Cette recette du Terme E était jusque-là partiellement reversée sous forme de subvention aux communes urbaines.

Dans la **nouvelle formule de redevance, le terme E disparaît**. Il est remplacé par le **terme « i »** qui intègre les dépenses d'investissement liées à la transition énergétique et permettant de différer ou d'éviter le renforcement du réseau de distribution.

### A. Les travaux concernés

Les travaux valorisables dans le nouveau terme i sont encadrés par un protocole national signé le 1er juillet 2019 entre la FNCCR et Enedis :

#### Les systèmes intelligents de pilotage de l'éclairage public :

- Les diagnostics et études préalables.
- Les dispositifs utilisant des détecteurs de présence.
- Les dispositifs de programmation ou télégestion de l'intensité lumineuse.
- Les dispositifs avec variateur de tension à déclenchement automatique.

#### Les luminaires à basse consommation :

- Le remplacement de luminaires ancienne technologie par des luminaires LED (+ travaux fatals associés au changement de mât rendu nécessaire par le changement de luminaire).

#### Les investissements sur le réseau d'éclairage public rendus nécessaires par l'intégration dans l'environnement des conducteurs aériens sur des appuis communs :

- Tranchées ou sur-largeur.
- Pose de fourreaux et câbles.
- Mâts d'éclairage public.
- Raccordement du réseau d'éclairage public au réseau public de distribution.

#### Les dispositifs de pilotage des infrastructures de recharge de véhicules électriques :

- Dispositifs permettant de tenir compte de signaux tarifaires qui incitent à effacer l'installation à la pointe, ou permettant de piloter la recharge des véhicules électriques.

Les dispositifs de stockage d'énergie :

Dès lors qu'ils répondent aux conditions cumulatives suivantes :

- Une partie de la puissance est réservée au distributeur.
- Un intérêt technico-économique pour le réseau public de distribution concédé a été démontré.

Par délibération du 17 septembre 2007, le comité syndical du SYDESL a choisi de reverser chaque année, aux communes urbaines, **15 % du montant HT de leurs investissements** en éclairage public retenus pour le calcul de la redevance de concession.

Il convient d'abord de préciser que **le statut juridique de ce montant attribué est une subvention** et doit être considéré comme tel dans la comptabilité des communes bénéficiaires. Le reversement d'une redevance n'étant pas juridiquement autorisé.

En 2007, cette subvention a été justifiée par le fait que les investissements en éclairage public, mandatés par les communes urbaines, bénéficient au SYDESL à travers la redevance de concession alors que ce sont les communes qui financent ces investissements. Les élus ont donc choisi de rendre ces montants aux communes urbaines.

Le taux de 15 % a été retenu sans précision sur son mode de détermination dans le rapport accompagnant la délibération de l'époque.

Il est possible que ce taux soit expliqué par le coefficient de 0,165 qui vient pondérer le terme E dans la formule de redevance (voir annexe 1B). La pondération de 0,165 aurait été arrondie à 0,15 pour la subvention accordée.

Comme présenté en **annexe 2**, le SYDESL reverse chaque année sur cette base environ 450 000 € aux communes urbaines. **Cette subvention versée aux communes urbaines équivaut à 20-25 % de la redevance R2 totale selon les années.**

Il convient également de préciser que les communes urbaines de Saône-et-Loire conservent l'intégralité de la taxe communale sur l'électricité, contrairement à d'autres départements où une part de cette taxe est reversée au syndicat d'énergie.

Le montant du nouveau terme i appliqué à la formule de redevance est désormais plafonné contractuellement à environ 2,3 M€.

Voici trois hypothèses de calcul de reversement :

- a- Continuer d'appliquer le taux historique de 15 % sur les montants investis retenus :** ce taux n'aurait plus de cohérence par rapport au calcul de la redevance, et le montant financier reversé serait alors de 240 000 € alors que le gain du terme i n'est que de 160 000 €. Il n'est pas possible de reverser plus que le montant perçu.
- b- Appliquer la pondération du terme i dans la formule – qui sera désormais de 8 % (voir annexe 1B);** – au montant d'investissement des communes urbaines (prorata appliqué au plafond du terme i s'il est atteint).

**c- Appliquer la pondération de la formule moins des frais de traitement pour la recherche, par le SYDESL, des documents justificatifs à la redevance : soit un coefficient de 7 % si il est choisi de retirer 1 % par exemple.**

L'annexe 3 permet, par un exemple chiffré, de confronter ces 3 situations. L'analyse des avantages/inconvénients et des impacts financiers permet de classer les solutions.

**Sur la proposition de la Commission Concessions, réunie le 29 avril 2021, cet exposé entendu et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité, décide :**

- De maintenir un reversement aux communes urbaines au sens du régime de l'électrification basé sur le calcul du nouveau terme i en appliquant le taux de 8 % sur le montant d'investissements retenus pour chaque commune urbaine dans le terme « i » (au regard du coefficient de 0,08 du terme « i » au sein de la redevance).

Fait en séance les jours, mois et an que dessus,

Le Président,

Jean SAINSON

## ANNEXE 1 A : Formule de redevances R2

### Ancienne formule (contrat de 1992)

$$(A + 0,74*B + 0,3*E - 0,5*T)*(1+PC/PD)*(0,005*D + 0,125)$$

Où :

- A et B sont les travaux engagés par le Sydesl en matière de réseaux d'électricité ;
- T le montant des taxes sur l'électricité perçu
- E les travaux engagés par les collectivités en matière d'éclairage public
- PC / PD : Population Communale et départementale (Pour le SYDESL PC=PD ; donc PC/PD=1)
- D : durée de la concession = 30 ans

### Nouvelle formule (contrat de 2021)

$$R2 = [(0,6 B + 0,1 i) x (1+Pc/Pd) + 0,25 C] x (0,01 x D + 0,1)$$

Où :

- B est le montant des travaux engagés par le Sydesl en matière de réseaux d'électricité
- I est le montant de travaux pour le réseau public de distribution concédé liés à la transition énergétique, permettant de différer ou d'éviter le renforcement de celui-ci.
- C : variable annulée dans l'immédiat. A conserver en cas d'évolution du protocole national

## ANNEXE 1 B : Coefficient de valorisation des termes E et I dans la formule de redevance

### Terme E

$$(0,3*E)*(1+PC/PD)*(0,005*D + 0,125)$$

$$=(0,3*E)*(1+1)*(0,005*30+0,125)$$

$$=(0,3*E) *2*0,275 = \mathbf{0,165*E}$$

**Le terme E est donc valorisé par le coefficient 0,165 (16,5%)**

Terme i

$$(0,1* i)* (1+Pc/Pd)*(0,01*D + 0,1)$$

$$=(0,1*i)*(1+1)*(0,01*30+0,1)$$

$$=(0,1*i)*2*0,4= \mathbf{0,08*I}$$

**Le terme i est donc valorisé par le coefficient 0,08 (8%)**

**Annexe 2 : Montants de redevance R2 perçus et reversés par le SYDESL**  
**depuis 2014**

	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
Montant R2 perçu par le SYDESL	2 186 647 €	2 005 217 €	2 012 261 €	1 981 413 €	1 919 933 €	1 814 615 €	1 764 458 €
Montant R2 versé aux Communes urbaines par le SYDESL	608 348 €	515 044 €	382 704 €	349 164 €	334 363 €	320 304 €	553 738 €
<b>Part de R2 reversée</b>	<b>28%</b>	<b>26%</b>	<b>19%</b>	<b>18%</b>	<b>17%</b>	<b>18%</b>	<b>31%</b>

## **Annexe 3 : Exemple chiffré de reversement R2**

### Hypothèses :

Terme B (travaux sur fonds propres Sydesl) : 2 500 000 €

Terme i : 2 300 000€ (plafond)

Dont investissement des communes urbaines : 1 600 000 €

dont investissement commune urbaine fictive « A » : 100 000 €

R2 perçue par le Sydesl (R2 calculée + lissage+ prime départementalisation) : 1 700 000 €

Options de calcul de la subvention aux communes urbaines	Subvention versée aux communes urbaines	Montant reversé actuellement avec le terme E aux communes urbaines	Montant reversé à la commune « A »
<b>8% des investissements en urbain</b>	128 000 €		8 000 €
<b>7% des investissements en urbain</b>	112 000 €		7 000 €
<b>15% des investissements en urbain</b>	240 000 €	450 000€	15 000 €

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE  
 Département de Saône et Loire

**EXTRAIT DE REGISTRE**  
 des délibérations du Comité Syndical  
 du Syndicat Départemental d'Énergie de Saône et Loire (SYDESL)  
 Séance du 3 juin 2021

Nombre de Membres en exercice :  
 74  
 Nombre de Membres présents :32  
 Nombre de pouvoirs : 15  
 Nombre de mandats : 809  
 Pour : 809  
 Abstentions : 0

**CS21-044**

**Fonds de concours : DAVAYE**

**Le trois du mois de juin de l'année deux mille vingt et un, le Comité syndical du SYDESL s'est réuni à Mâcon, salle Henri Guillemin, à 14 heures, après convocation légale sous la présidence de M. Jean SAINSON, Président.**

**Etaient présents** : MM. BAJAU – RENAUD – PERCHE – MENNELLA – PERRAUD – BERTHET – CHASSERY – MME GONCALVES – MM. REYNAUD – PLET – GIRARDEAU – VARIN – FRIZOT – PISSELOUP – VIRELY – MARTIN – CHAILLET – PROTET – VOGEL – VERCHERE – PERRUCAUD – VIEUX – BORDAT – BURTIN – MAYA – CORNIER – POUCHELET – DEYNOUX – SAINSON – CHARLEUX – POPILLE – DESSOLIN.

**Participaient en visioconférence (sans droit de vote)** : MM. CHAPUIS – GENET – MME SARANDAO – DURAND – SALCE – MME MAUNY.

**Etaient excusés avec pouvoir** :

M. CHAUVET	pouvoir à	M. VIRELY	M. DURAND	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. GUILLEMAUT	pouvoir à	M. CHASSERY	M. SALCE	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. SPARTA	pouvoir à	M. MENNELLA	M. LACHEZE	Pouvoir à	M. PERRUCAUD
M. THEBAULT	pouvoir à	M. SAINSON	M. BERNARD	Pouvoir à	M. VIEUX
M. HES	pouvoir à	M. MAYA	MME MAUNY	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. CHAVIGNON	Pouvoir à	M. PERRUCAUD	M POIZEAU	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. PICARD	Pouvoir à	M. MENNELLA	M. BERGMANN	Pouvoir à	M. MAYA
M. CHAPUIS	Pouvoir à	M. SAINSON			

**Etaient absents dont excusés** : MME ANDRE - MM. VERJUX - PLATRET – DUMAINE – FEVRE – JOYET – LE CLOIREC - LANCIAU – RAGOT – MENAGER - KRZYWONOS – MARECHAL - CLERC – PATRU – FIERIMONTE - DAUGE – PINARD – TARDY – MAITRE – CARON – RIBOULIN – GELIN – BERTHIER – LAROCLETTE - AVENAS.

**Assistaient** : MME SEVESTRE - MM. JACCON – JOURNET - DÉGROLARD – DE MONREDON – OVISTE - MME FITON CHAVALLE – MME MAZILLE - M. SEBERT (Payeur Départemental).

Le Président constate que le quorum est atteint et ouvre la séance.

Il est procédé conformément à l'article L. 2121.15 du Code Général des Collectivités Territoriales, à l'élection d'un secrétaire pris dans le Comité ; M. REYNAUD ayant obtenu l'unanimité des suffrages, a été désigné pour remplir ces fonctions qu'il a acceptées.

Le Comité syndical a été convoqué le 27 mai 2021.

Le compte rendu de cette séance sera affiché au plus tard le 25 juin 2021.



## Fonds de concours - DAVAYE

Le Président expose que les syndicats d'énergie peuvent désormais recourir aux fonds de concours dès lors que ses compétences s'inscrivent dans une démarche destinée à favoriser la transition énergétique.

Le Président expose que, conformément à la délibération de la commune de DAVAYE en date du 10/05/2021, donnant son accord financier aux travaux intitulés enfouissement du réseau d'éclairage public, dossier n° 169045TRVXEP, le SYDESL doit prendre une délibération concordante afin de valider le financement par fonds de concours.

Le Président fait lecture de la délibération de la commune et de son plan de financement ; il explique par ailleurs, que, ces travaux concourant à la maîtrise de la consommation d'électricité, que la participation de la commune n'excédant pas 75 % du coût hors taxes de l'opération, et enfin que la commune ayant pris une délibération d'inscription en fonds de concours, la contribution de la commune peut dès lors être inscrite en investissement au titre d'un fonds de concours.

Vu le code général des collectivités territoriales et notamment les articles L. 2224-31 et 5212-26 modifié ;

Vu la délibération de la commune de DAVAYE pour le projet d'éclairage public en date du 10/05/2021 ;

Considérant que la contribution de la commune peut être inscrite en fonds de concours. Cet exposé entendu, le Comité Syndical, à l'unanimité des voix adopte :

- Le dossier n° 169045TRVXEP pour un montant prévisionnel de 16 253.36 € ;
- Le plan de financement, dont la participation communale en fonds de concours de 4 969.61 €, le montant étant déterminé avec exactitude à la réception du décompte définitif des travaux effectivement réalisés, après application d'une éventuelle révision de prix ;

Fait en séance les jours, mois et an que dessus,

Le Président,

Jean SAINSON





RÉPUBLIQUE FRANÇAISE  
Département de Saône et Loire

**EXTRAIT DE REGISTRE**  
des délibérations du Comité Syndical  
du Syndicat Départemental d'Énergie de Saône et Loire (SYDESL)  
Séance du 3 juin 2021

Nombre de Membres en exercice :  
74  
Nombre de Membres présents : 32  
Nombre de pouvoirs : 15  
Nombre de mandats : 809  
Pour : 809  
Abstentions : 0

CS21-045

**Fonds de concours : EPERVANS**

**Le trois du mois de juin de l'année deux mille vingt et un, le Comité syndical du SYDESL s'est réuni à Mâcon, salle Henri Guillemin, à 14 heures, après convocation légale sous la présidence de M. Jean SAINSON, Président.**

**Etaient présents** : MM. BAJAU – RENAUD – PERCHE – MENNELLA – PERRAUD – BERTHET – CHASSERY – MME GONCALVES – MM. REYNAUD – PLET – GIRARDEAU – VARIN – FRIZOT – PISSELOUP – VIRELY – MARTIN – CHAILLET – PROTET – VOGEL – VERCHERE – PERRUCAUD – VIEUX – BORDAT – BURTIN – MAYA – CORNIER – POUCHELET – DEYNOUX – SAINSON – CHARLEUX – POPILLE – DESSOLIN.

**Participaient en visioconférence (sans droit de vote)** : MM. CHAPUIS – GENET – MME SARANDAO – DURAND – SALCE – MME MAUNY.

**Etaient excusés avec pouvoir** :

M. CHAUVET	pouvoir à	M. VIRELY	M. DURAND	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. GUILLEMAUT	pouvoir à	M. CHASSERY	M. SALCE	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. SPARTA	pouvoir à	M. MENNELLA	M. LACHEZE	Pouvoir à	M. PERRUCAUD
M. THEBAULT	pouvoir à	M. SAINSON	M. BERNARD	Pouvoir à	M. VIEUX
M. HES	pouvoir à	M. MAYA	MME MAUNY	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. CHAVIGNON	Pouvoir à	M. PERRUCAUD	M POIZEAU	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. PICARD	Pouvoir à	M. MENNELLA	M. BERGMANN	Pouvoir à	M. MAYA
M. CHAPUIS	Pouvoir à	M. SAINSON			

**Etaient absents dont excusés** : MME ANDRE - MM. VERJUX - PLATRET – DUMAINE – FEVRE – JOYET – LE CLOIREC - LANCIAU – RAGOT – MENAGER - KRZYWONOS – MARECHAL - CLERC – PATRU – FIERIMONTE - DAUGE – PINARD – TARDY – MAITRE – CARON – RIBOULIN – GELIN – BERTHIER – LAROCLETTE - AVENAS.

**Assistaient** : MME SEVESTRE - MM. JACCON – JOURNET - DÉGROLARD – DE MONREDON – OVISTE - MME FITON CHAVALLE – MME MAZILLE - M. SEBERT (Payeur Départemental).

Le Président constate que le quorum est atteint et ouvre la séance.

Il est procédé conformément à l'article L. 2121.15 du Code Général des Collectivités Territoriales, à l'élection d'un secrétaire pris dans le Comité ; M. REYNAUD ayant obtenu l'unanimité des suffrages, a été désigné pour remplir ces fonctions qu'il a acceptées.

Le Comité syndical a été convoqué le 27 mai 2021.

Le compte rendu de cette séance sera affiché au plus tard le 25 juin 2021.

## Fonds de concours - EPERVANS

Le Président expose que les syndicats d'énergie peuvent désormais recourir aux fonds de concours dès lors que ses compétences s'inscrivent dans une démarche destinée à favoriser la transition énergétique.

Le Président expose que, conformément à la délibération de la commune d'EPERVANS en date du 17/07/2020, donnant son accord financier aux travaux intitulés enfouissement du réseau d'éclairage public, dossier n° 189082EPRDP, le SYDESL doit prendre une délibération concordante afin de valider le financement par fonds de concours.

Le Président fait lecture de la délibération de la commune et de son plan de financement ; il explique par ailleurs, que, ces travaux concourant à la maîtrise de la consommation d'électricité, que la participation de la commune n'excédant pas 75 % du coût hors taxes de l'opération, et enfin que la commune ayant pris une délibération d'inscription en fonds de concours, la contribution de la commune peut dès lors être inscrite en investissement au titre d'un fonds de concours.

Vu le code général des collectivités territoriales et notamment les articles L. 2224-31 et 5212-26 modifié ;

Vu la délibération de la commune d'EPERVANS pour le projet d'éclairage public en date du 17/07/2020 ;

Considérant que la contribution de la commune peut être inscrite en fonds de concours. Cet exposé entendu, le Comité Syndical, à l'unanimité des voix adopte :

- Le dossier n° 189082EPRDP pour un montant prévisionnel de 14 641.43 € ;
- Le plan de financement, dont la participation communale en fonds de concours de 2 931.16 €, le montant étant déterminé avec exactitude à la réception du décompte définitif des travaux effectivement réalisés, après application d'une éventuelle révision de prix ;

Fait en séance les jours, mois et an que dessus,

Le Président,

Jean SAINSON



RÉPUBLIQUE FRANÇAISE  
Département de Saône et Loire

**EXTRAIT DE REGISTRE**  
des délibérations du Comité Syndical  
du Syndicat Départemental d'Énergie de Saône et Loire (SYDESL)  
Séance du 3 juin 2021

Nombre de Membres en exercice :  
74  
Nombre de Membres présents :32  
Nombre de pouvoirs : 15  
Nombre de mandats : 809  
Pour : 809  
Abstentions : 0

CS21-046

**Fonds de concours : LE MIROIR**

**Le trois du mois de juin de l'année deux mille vingt et un, le Comité syndical du SYDESL s'est réuni à Mâcon, salle Henri Guillemin, à 14 heures, après convocation légale sous la présidence de M. Jean SAINSON, Président.**

**Etaient présents** : MM. BAJAU – RENAUD – PERCHE – MENNELLA – PERRAUD – BERTHET – CHASSERY – MME GONCALVES – MM. REYNAUD – PLET – GIRARDEAU – VARIN – FRIZOT – PISSELOUP – VIRELY – MARTIN – CHAILLET – PROTET – VOGEL – VERCHERE – PERRUCAUD – VIEUX – BORDAT – BURTIN – MAYA – CORNIER – POUCHELET – DEYNOUX – SAINSON – CHARLEUX – POPILLE – DESSOLIN.

**Participaient en visioconférence (sans droit de vote)** : MM. CHAPUIS – GENET – MME SARANDAO – DURAND – SALCE – MME MAUNY.

**Etaient excusés avec pouvoir** :

M. CHAUVET	pouvoir à	M. VIRELY	M. DURAND	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. GUILLEMAUT	pouvoir à	M. CHASSERY	M. SALCE	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. SPARTA	pouvoir à	M. MENNELLA	M. LACHEZE	Pouvoir à	M. PERRUCAUD
M. THEBAULT	pouvoir à	M. SAINSON	M. BERNARD	Pouvoir à	M. VIEUX
M. HES	pouvoir à	M. MAYA	MME MAUNY	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. CHAVIGNON	Pouvoir à	M. PERRUCAUD	M POIZEAU	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. PICARD	Pouvoir à	M. MENNELLA	M. BERGMANN	Pouvoir à	M. MAYA
M. CHAPUIS	Pouvoir à	M. SAINSON			

**Etaient absents dont excusés** : MME ANDRE - MM. VERJUX - PLATRET – DUMAINE – FEVRE – JOYET – LE CLOIREC - LANCIAU – RAGOT – MENAGER - KRZYWONOS – MARECHAL - CLERC – PATRU – FIERIMONTE - DAUGE – PINARD – TARDY – MAITRE – CARON – RIBOULIN – GELIN – BERTHIER – LAROCLETTE - AVENAS.

**Assistaient** : MME SEVESTRE - MM. JACCON – JOURNET - DÉGROLARD – DE MONREDON – OVISTE - MME FITON CHAVALLE – MME MAZILLE - M. SEBERT (Payeur Départemental).

Le Président constate que le quorum est atteint et ouvre la séance.

Il est procédé conformément à l'article L. 2121.15 du Code Général des Collectivités Territoriales, à l'élection d'un secrétaire pris dans le Comité ; M. REYNAUD ayant obtenu l'unanimité des suffrages, a été désigné pour remplir ces fonctions qu'il a acceptées.

Le Comité syndical a été convoqué le 27 mai 2021.

Le compte rendu de cette séance sera affiché au plus tard le 25 juin 2021.

## Fonds de concours – LE MIROIR

Le Président expose que les syndicats d'énergie peuvent désormais recourir aux fonds de concours dès lors que ses compétences s'inscrivent dans une démarche destinée à favoriser la transition énergétique.

Le Président expose que, conformément à la délibération de la commune LE MIROIR en date du 06/05/2021, donnant son accord financier aux travaux intitulés remplacement de matériel vétuste, dossier n° 3000097EPVET, le SYDESL doit prendre une délibération concordante afin de valider le financement par fonds de concours.

Le Président fait lecture de la délibération de la commune et de son plan de financement ; il explique par ailleurs, que, ces travaux concourant à la maîtrise de la consommation d'électricité, que la participation de la commune n'excédant pas 75 % du coût hors taxes de l'opération, et enfin que la commune ayant pris une délibération d'inscription en fonds de concours, la contribution de la commune peut dès lors être inscrite en investissement au titre d'un fonds de concours.

Vu le code général des collectivités territoriales et notamment les articles L. 2224-31 et 5212-26 modifié ;

Vu la délibération de la commune LE MIROIR pour le projet remplacement de matériel vétuste en date du 06/05/2021 ;

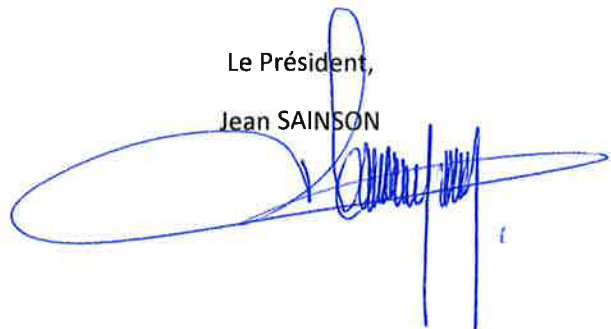
Considérant que la contribution de la commune peut être inscrite en fonds de concours. Cet exposé entendu, le Comité Syndical, à l'unanimité des voix adopte :

- Le dossier n° 3000097EPVET pour un montant prévisionnel de 10 976.80 € ;
- Le plan de financement, dont la participation communale en fonds de concours de 5 488.40 €, le montant étant déterminé avec exactitude à la réception du décompte définitif des travaux effectivement réalisés, après application d'une éventuelle révision de prix ;

Fait en séance les jours, mois et an que dessus,

Le Président,

Jean SAINSON



RÉPUBLIQUE FRANÇAISE  
Département de Saône et Loire

**EXTRAIT DE REGISTRE**  
des délibérations du Comité Syndical  
du Syndicat Départemental d'Énergie de Saône et Loire (SYDESL)  
Séance du 3 juin 2021

Nombre de Membres en exercice :  
74  
Nombre de Membres présents :32  
Nombre de pouvoirs : 15  
Nombre de mandats : 809  
Pour : 809  
Abstentions : 0

CS21-047

**Fonds de concours : LE MIROIR**

**Le trois du mois de juin de l'année deux mille vingt et un, le Comité syndical du SYDESL s'est réuni à Mâcon, salle Henri Guillemin, à 14 heures, après convocation légale sous la présidence de M. Jean SAINSON, Président.**

**Etaient présents** : MM. BAJAU – RENAUD – PERCHE – MENNELLA – PERRAUD – BERTHET – CHASSERY – MME GONCALVES – MM. REYNAUD – PLET – GIRARDEAU – VARIN – FRIZOT – PISSELOUP – VIRELY – MARTIN – CHAILLET – PROTET – VOGEL – VERCHERE – PERRUCAUD – VIEUX – BORDAT – BURTIN – MAYA – CORNIER – POUCHELET – DEYNOUX – SAINSON – CHARLEUX – POPILLE – DESSOLIN.

**Participaient en visioconférence (sans droit de vote)** : MM. CHAPUIS – GENET – MME SARANDAO – DURAND – SALCE – MME MAUNY.

**Etaient excusés avec pouvoir** :

M. CHAUVET	pouvoir à	M. VIRELY	M. DURAND	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. GUILLEMAUT	pouvoir à	M. CHASSERY	M. SALCE	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. SPARTA	pouvoir à	M. MENNELLA	M. LACHEZE	Pouvoir à	M. PERRUCAUD
M. THEBAULT	pouvoir à	M. SAINSON	M. BERNARD	Pouvoir à	M. VIEUX
M. HES	pouvoir à	M. MAYA	MME MAUNY	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. CHAVIGNON	Pouvoir à	M. PERRUCAUD	M POIZEAU	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. PICARD	Pouvoir à	M. MENNELLA	M. BERGMANN	Pouvoir à	M. MAYA
M. CHAPUIS	Pouvoir à	M. SAINSON			

**Etaient absents dont excusés** : MME ANDRE - MM. VERJUX - PLATRET – DUMAINE – FEVRE – JOYET – LE CLOIREC - LANCIAU – RAGOT – MENAGER - KRZYWONOS – MARECHAL - CLERC – PATRU – FIERIMONTE - DAUGE – PINARD – TARDY – MAITRE – CARON – RIBOULIN – GELIN – BERTHIER – LAROCLETTE - AVENAS.

**Assistaient** : MME SEVESTRE - MM. JACCON – JOURNET - DÉGROLARD – DE MONREDON – OVISTE - MME FITON CHAVALLE – MME MAZILLE - M. SEBERT (Payeur Départemental).

Le Président constate que le quorum est atteint et ouvre la séance.

Il est procédé conformément à l'article L. 2121.15 du Code Général des Collectivités Territoriales, à l'élection d'un secrétaire pris dans le Comité ; M. REYNAUD ayant obtenu l'unanimité des suffrages, a été désigné pour remplir ces fonctions qu'il a acceptées.

Le Comité syndical a été convoqué le 27 mai 2021.

Le compte rendu de cette séance sera affiché au plus tard le 25 juin 2021.

## Fonds de concours – LE MIROIR

Le Président expose que les syndicats d'énergie peuvent désormais recourir aux fonds de concours dès lors que ses compétences s'inscrivent dans une démarche destinée à favoriser la transition énergétique.

Le Président expose que, conformément à la délibération de la commune LE MIROIR en date du 06/05/2021, donnant son accord financier aux travaux intitulés remplacement de matériel vétuste, dossier n° 3000098EPVET, le SYDESL doit prendre une délibération concordante afin de valider le financement par fonds de concours.

Le Président fait lecture de la délibération de la commune et de son plan de financement ; il explique par ailleurs, que, ces travaux concourant à la maîtrise de la consommation d'électricité, que la participation de la commune n'excédant pas 75 % du coût hors taxes de l'opération, et enfin que la commune ayant pris une délibération d'inscription en fonds de concours, la contribution de la commune peut dès lors être inscrite en investissement au titre d'un fonds de concours.

Vu le code général des collectivités territoriales et notamment les articles L. 2224-31 et 5212-26 modifié ;

Vu la délibération de la commune LE MIROIR pour le projet remplacement de matériel vétuste en date du 06/05/2021 ;

Considérant que la contribution de la commune peut être inscrite en fonds de concours. Cet exposé entendu, le Comité Syndical, à l'unanimité des voix adopte :

- Le dossier n° 3000098EPVET pour un montant prévisionnel de 5 427.80 € ;
- Le plan de financement, dont la participation communale en fonds de concours de 1 628.34 €, le montant étant déterminé avec exactitude à la réception du décompte définitif des travaux effectivement réalisés, après application d'une éventuelle révision de prix ;

Fait en séance les jours, mois et an que dessus,

Le Président

Jean SAINSON



R É P U B L I Q U E F R A N Ç A I S E  
 Département de Saône et Loire

**EXTRAIT DE REGISTRE**  
 des délibérations du Comité Syndical  
 du Syndicat Départemental d'Énergie de Saône et Loire (SYDESL)  
 Séance du 3 juin 2021

Nombre de Membres en exercice : 74  
 Nombre de Membres présents : 32  
 Nombre de pouvoirs : 15  
 Nombre de mandats : 809  
 Pour : 809  
 Abstentions : 0

**CS21-048**

**Fonds de concours : MELLECEY**

**Le trois du mois de juin de l'année deux mille vingt et un, le Comité syndical du SYDESL s'est réuni à Mâcon, salle Henri Guillemin, à 14 heures, après convocation légale sous la présidence de M. Jean SAINSON, Président.**

**Etaient présents** : MM. BAJAU – RENAUD – PERCHE – MENNELLA – PERRAUD – BERTHET – CHASSERY – MME GONCALVES – MM. REYNAUD – PLET – GIRARDEAU – VARIN – FRIZOT – PISSELOUP – VIRELY – MARTIN – CHAILLET – PROTET – VOGEL – VERCHERE – PERRUCAUD – VIEUX – BORDAT – BURTIN – MAYA – CORNIER – POUCHELET – DEYNOUX – SAINSON – CHARLEUX – POPILLE – DESSOLIN.

**Participaient en visioconférence (sans droit de vote)** : MM. CHAPUIS – GENET – MME SARANDAO – DURAND – SALCE – MME MAUNY.

**Etaient excusés avec pouvoir** :

M. CHAUVET	pouvoir à	M. VIRELY	M. DURAND	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. GUILLEMAUT	pouvoir à	M. CHASSERY	M. SALCE	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. SPARTA	pouvoir à	M. MENNELLA	M. LACHEZE	Pouvoir à	M. PERRUCAUD
M. THEBAULT	pouvoir à	M. SAINSON	M. BERNARD	Pouvoir à	M. VIEUX
M. HES	pouvoir à	M. MAYA	MME MAUNY	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. CHAVIGNON	Pouvoir à	M. PERRUCAUD	M POIZEAU	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. PICARD	Pouvoir à	M. MENNELLA	M. BERGMANN	Pouvoir à	M. MAYA
M. CHAPUIS	Pouvoir à	M. SAINSON			

**Etaient absents dont excusés** : MME ANDRE - MM. VERJUX - PLATRET – DUMAINE – FEVRE – JOYET – LE CLOIREC - LANCIAU – RAGOT – MENAGER - KRZYWONOS – MARECHAL - CLERC – PATRU – FIERIMONTE - DAUGE – PINARD – TARDY – MAITRE – CARON – RIBOULIN – GELIN – BERTHIER – LAROCLETTE - AVENAS.

**Assistaient** : MME SEVESTRE - MM. JACCON – JOURNET - DÉGROLARD – DE MONREDON – OVISTE - MME FITON CHAVALLE – MME MAZILLE - M. SEBERT (Payeur Départemental).

Le Président constate que le quorum est atteint et ouvre la séance.

Il est procédé conformément à l'article L. 2121.15 du Code Général des Collectivités Territoriales, à l'élection d'un secrétaire pris dans le Comité ; M. REYNAUD ayant obtenu l'unanimité des suffrages, a été désigné pour remplir ces fonctions qu'il a acceptées.

Le Comité syndical a été convoqué le 27 mai 2021.

Le compte rendu de cette séance sera affiché au plus tard le 25 juin 2021.



## Fonds de concours – MELLECEY

Le Président expose que les syndicats d'énergie peuvent désormais recourir aux fonds de concours dès lors que ses compétences s'inscrivent dans une démarche destinée à favoriser la transition énergétique.

Le Président expose que, conformément à la délibération de la commune de MELLECEY en date du 15/10/2020, donnant son accord financier aux travaux intitulés remplacement de matériel vétuste, dossier n° 292117RVEP, le SYDESL doit prendre une délibération concordante afin de valider le financement par fonds de concours.

Le Président fait lecture de la délibération de la commune et de son plan de financement ; il explique par ailleurs, que, ces travaux concourant à la maîtrise de la consommation d'électricité, que la participation de la commune n'excédant pas 75 % du coût hors taxes de l'opération, et enfin que la commune ayant pris une délibération d'inscription en fonds de concours, la contribution de la commune peut dès lors être inscrite en investissement au titre d'un fonds de concours.

Vu le code général des collectivités territoriales et notamment les articles L. 2224-31 et 5212-26 modifié ;

Vu la délibération de la commune de MELLECEY pour le projet remplacement de matériel vétuste en date du 15/10/2020 ;

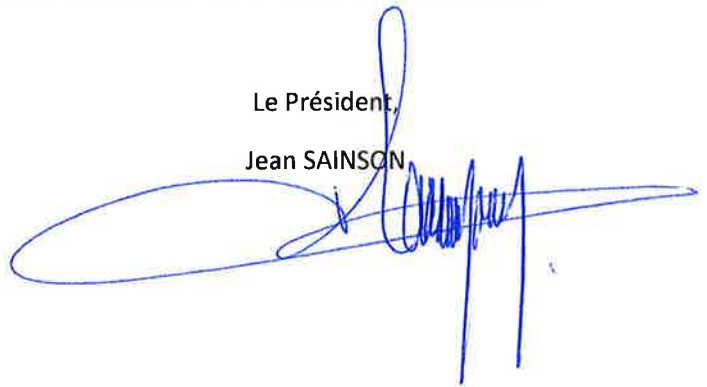
Considérant que la contribution de la commune peut être inscrite en fonds de concours. Cet exposé entendu, le Comité Syndical, à l'unanimité des voix adopte :

- Le dossier n° 292117RVEP pour un montant prévisionnel de 741.26 € ;
- Le plan de financement, dont la participation communale en fonds de concours de 400 €, le montant étant déterminé avec exactitude à la réception du décompte définitif des travaux effectivement réalisés, après application d'une éventuelle révision de prix ;

Fait en séance les jours, mois et an que dessus,

Le Président,

Jean SAINSON



R É P U B L I Q U E F R A N Ç A I S E  
 Département de Saône et Loire

**EXTRAIT DE REGISTRE**  
 des délibérations du Comité Syndical  
 du Syndicat Départemental d'Énergie de Saône et Loire (SYDESL)  
 Séance du 3 juin 2021

Nombre de Membres en exercice : 74  
 Nombre de Membres présents : 32  
 Nombre de pouvoirs : 15  
 Nombre de mandats : 809  
 Pour : 809  
 Abstentions : 0

**CS21-049**

**Fonds de concours : MELLECEY**

**Le trois du mois de juin de l'année deux mille vingt et un, le Comité syndical du SYDESL s'est réuni à Mâcon, salle Henri Guillemin, à 14 heures, après convocation légale sous la présidence de M. Jean SAINSON, Président.**

**Etaient présents** : MM. BAJAU – RENAUD – PERCHE – MENNELLA – PERRAUD – BERTHET – CHASSERY – MME GONCALVES – MM. REYNAUD – PLET – GIRARDEAU – VARIN – FRIZOT – PISSELOUP – VIRELY – MARTIN – CHAILLET – PROTET – VOGEL – VERCHERE – PERRUCAUD – VIEUX – BORDAT – BURTIN – MAYA – CORNIER – POUCHELET – DEYNOUX – SAINSON – CHARLEUX – POPILLE – DESSOLIN.

**Participaient en visioconférence (sans droit de vote)** : MM. CHAPUIS – GENET – MME SARANDAO – DURAND – SALCE – MME MAUNY.

**Etaient excusés avec pouvoir** :

M. CHAUVET	pouvoir à	M. VIRELY	M. DURAND	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. GUILLEMAUT	pouvoir à	M. CHASSERY	M. SALCE	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. SPARTA	pouvoir à	M. MENNELLA	M. LACHEZE	Pouvoir à	M. PERRUCAUD
M. THEBAULT	pouvoir à	M. SAINSON	M. BERNARD	Pouvoir à	M. VIEUX
M. HES	pouvoir à	M. MAYA	MME MAUNY	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. CHAVIGNON	Pouvoir à	M. PERRUCAUD	M POIZEAU	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. PICARD	Pouvoir à	M. MENNELLA	M. BERGMANN	Pouvoir à	M. MAYA
M. CHAPUIS	Pouvoir à	M. SAINSON			

**Etaient absents dont excusés** : MME ANDRE - MM. VERJUX - PLATRET – DUMAINE – FEVRE – JOYET – LE CLOIREC - LANCIAU – RAGOT – MENAGER - KRZYWONOS – MARECHAL - CLERC – PATRU – FIERIMONTE - DAUGE – PINARD – TARDY – MAITRE – CARON – RIBOULIN – GELIN – BERTHIER – LAROCLETTE - AVENAS.

**Assistaient** : MME SEVESTRE - MM. JACCON – JOURNET - DÉGROLARD – DE MONREDON – OVISTE - MME FITON CHAVALLE – MME MAZILLE - M. SEBERT (Payeur Départemental).

Le Président constate que le quorum est atteint et ouvre la séance.

Il est procédé conformément à l'article L. 2121.15 du Code Général des Collectivités Territoriales, à l'élection d'un secrétaire pris dans le Comité ; M. REYNAUD ayant obtenu l'unanimité des suffrages, a été désigné pour remplir ces fonctions qu'il a acceptées.

Le Comité syndical a été convoqué le 27 mai 2021.

Le compte rendu de cette séance sera affiché au plus tard le 25 juin 2021.

## Fonds de concours – MELLECEY

Le Président expose que les syndicats d'énergie peuvent désormais recourir aux fonds de concours dès lors que ses compétences s'inscrivent dans une démarche destinée à favoriser la transition énergétique.

Le Président expose que, conformément à la délibération de la commune de MELLECEY en date du 30/06/2020, donnant son accord financier aux travaux intitulés remplacement de matériel vétuste, dossier n° 292119RVEP, le SYDESL doit prendre une délibération concordante afin de valider le financement par fonds de concours.

Le Président fait lecture de la délibération de la commune et de son plan de financement ; il explique par ailleurs, que, ces travaux concourant à la maîtrise de la consommation d'électricité, que la participation de la commune n'excédant pas 75 % du coût hors taxes de l'opération, et enfin que la commune ayant pris une délibération d'inscription en fonds de concours, la contribution de la commune peut dès lors être inscrite en investissement au titre d'un fonds de concours.

Vu le code général des collectivités territoriales et notamment les articles L. 2224-31 et 5212-26 modifié ;

Vu la délibération de la commune de MELLECEY pour le projet remplacement de matériel vétuste en date du 30/06/2020 ;

Considérant que la contribution de la commune peut être inscrite en fonds de concours. Cet exposé entendu, le Comité Syndical, à l'unanimité des voix adopte :

- Le dossier n° 292119RVEP pour un montant prévisionnel de 12 808.01 € ;
- Le plan de financement, dont la participation communale en fonds de concours de 5 200 €, le montant étant déterminé avec exactitude à la réception du décompte définitif des travaux effectivement réalisés, après application d'une éventuelle révision de prix ;

Fait en séance les jours, mois et an que dessus,

Le Président,

Jean SAINSON



RÉPUBLIQUE FRANÇAISE  
 Département de Saône et Loire

**EXTRAIT DE REGISTRE**  
 des délibérations du Comité Syndical  
 du Syndicat Départemental d'Énergie de Saône et Loire (SYDESL)  
 Séance du 3 juin 2021

Nombre de Membres en exercice :  
 74  
 Nombre de Membres présents :32  
 Nombre de pouvoirs : 15  
 Nombre de mandats : 809  
 Pour : 809  
 Abstentions : 0

**CS21-050**

**Fonds de concours : OUROUX SUR SAONE**

**Le trois du mois de juin de l'année deux mille vingt et un, le Comité syndical du SYDESL s'est réuni à Mâcon, salle Henri Guillemain, à 14 heures, après convocation légale sous la présidence de M. Jean SAINSON, Président.**

**Etaient présents** : MM. BAJAU – RENAUD – PERCHE – MENNELLA – PERRAUD – BERTHET – CHASSERY – MME GONCALVES – MM. REYNAUD – PLET – GIRARDEAU – VARIN – FRIZOT – PISSELOUP – VIRELY – MARTIN – CHAILLET – PROTET – VOGEL – VERCHERE – PERRUCAUD – VIEUX – BORDAT – BURTIN – MAYA – CORNIER – POUCHELET – DEYNOUX – SAINSON – CHARLEUX – POPILLE – DESSOLIN.

**Participaient en visioconférence (sans droit de vote)** : MM. CHAPUIS – GENET – MME SARANDAO – DURAND – SALCE – MME MAUNY.

**Etaient excusés avec pouvoir** :

M. CHAUVET	pouvoir à	M. VIRELY	M. DURAND	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. GUILLEMAUT	pouvoir à	M. CHASSERY	M. SALCE	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. SPARTA	pouvoir à	M. MENNELLA	M. LACHEZE	Pouvoir à	M. PERRUCAUD
M. THEBAULT	pouvoir à	M. SAINSON	M. BERNARD	Pouvoir à	M. VIEUX
M. HES	pouvoir à	M. MAYA	MME MAUNY	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. CHAVIGNON	Pouvoir à	M. PERRUCAUD	M POIZEAU	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. PICARD	Pouvoir à	M. MENNELLA	M. BERGMANN	Pouvoir à	M. MAYA
M. CHAPUIS	Pouvoir à	M. SAINSON			

**Etaient absents dont excusés** : MME ANDRE - MM. VERJUX - PLATRET – DUMAINE – FEVRE – JOYET – LE CLOIREC - LANCIAU – RAGOT – MENAGER - KRZYWONOS – MARECHAL - CLERC – PATRU – FIERIMONTE - DAUGE – PINARD – TARDY – MAITRE – CARON – RIBOULIN – GELIN – BERTHIER – LAROCLETTE - AVENAS.

**Assistaient** : MME SEVESTRE - MM. JACCON – JOURNET - DÉGROLARD – DE MONREDON – OVISTE - MME FITON CHAVALLE – MME MAZILLE - M. SEBERT (Payeur Départemental).

Le Président constate que le quorum est atteint et ouvre la séance.

Il est procédé conformément à l'article L. 2121.15 du Code Général des Collectivités Territoriales, à l'élection d'un secrétaire pris dans le Comité ; M. REYNAUD ayant obtenu l'unanimité des suffrages, a été désigné pour remplir ces fonctions qu'il a acceptées.

Le Comité syndical a été convoqué le 27 mai 2021.

Le compte rendu de cette séance sera affiché au plus tard le 25 juin 2021.

## Fonds de concours – OUROUX SUR SAONE

Le Président expose que les syndicats d'énergie peuvent désormais recourir aux fonds de concours dès lors que ses compétences s'inscrivent dans une démarche destinée à favoriser la transition énergétique.

Le Président expose que, conformément à la délibération de la commune d'OUROUX SUR SAONE en date du 01/04/2021, donnant son accord financier aux travaux intitulés enfouissement du réseau d'éclairage public, dossier n° 336178TRVXEP, le SYDESL doit prendre une délibération concordante afin de valider le financement par fonds de concours.

Le Président fait lecture de la délibération de la commune et de son plan de financement ; il explique par ailleurs, que, ces travaux concourant à la maîtrise de la consommation d'électricité, que la participation de la commune n'excédant pas 75 % du coût hors taxes de l'opération, et enfin que la commune ayant pris une délibération d'inscription en fonds de concours, la contribution de la commune peut dès lors être inscrite en investissement au titre d'un fonds de concours.

Vu le code général des collectivités territoriales et notamment les articles L. 2224-31 et 5212-26 modifié ;

Vu la délibération de la commune d'OUROUX SUR SAONE pour le projet enfouissement du réseau d'éclairage public en date du 01/04/2021 ;

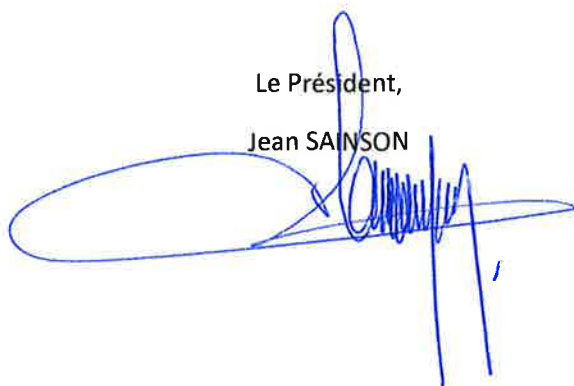
Considérant que la contribution de la commune peut être inscrite en fonds de concours. Cet exposé entendu, le Comité Syndical, à l'unanimité des voix adopte :

- Le dossier n° 336178TRVXEP pour un montant prévisionnel de 19 866.55 € ;
- Le plan de financement, dont la participation communale en fonds de concours de 4 2941.96 €, le montant étant déterminé avec exactitude à la réception du décompte définitif des travaux effectivement réalisés, après application d'une éventuelle révision de prix ;

Fait en séance les jours, mois et an que dessus,

Le Président,

Jean SAINSON





RÉPUBLIQUE FRANÇAISE  
Département de Saône et Loire

-----  
**EXTRAIT DE REGISTRE**  
des délibérations du Comité Syndical  
du Syndicat Départemental d'Énergie de Saône et Loire (SYDESL)  
Séance du 3 juin 2021

Nombre de Membres en exercice :  
74  
Nombre de Membres présents :32  
Nombre de pouvoirs : 15  
Nombre de mandats : 809  
Pour : 809  
Abstentions : 0

**CS21-051**

**Fonds de concours : ST GERMAIN DU BOIS**

**Le trois du mois de juin de l'année deux mille vingt et un, le Comité syndical du SYDESL s'est réuni à Mâcon, salle Henri Guillemin, à 14 heures, après convocation légale sous la présidence de M. Jean SAINSON, Président.**

**Etaient présents** : MM. BAJAU – RENAUD – PERCHE – MENNELLA – PERRAUD – BERTHET – CHASSERY – MME GONCALVES – MM. REYNAUD – PLET – GIRARDEAU – VARIN – FRIZOT – PISSELOUP – VIRELY – MARTIN – CHAILLET – PROTET – VOGEL – VERCHERE – PERRUCAUD – VIEUX – BORDAT – BURTIN – MAYA – CORNIER – POUCHELET – DEYNOUX – SAINSON – CHARLEUX – POPILLE – DESSOLIN.

**Participaient en visioconférence (sans droit de vote)** : MM. CHAPUIS – GENET – MME SARANDAO – DURAND – SALCE – MME MAUNY.

**Etaient excusés avec pouvoir** :

M. CHAUVET	pouvoir à	M. VIRELY	M. DURAND	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. GUILLEMAUT	pouvoir à	M. CHASSERY	M. SALCE	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. SPARTA	pouvoir à	M. MENNELLA	M. LACHEZE	Pouvoir à	M. PERRUCAUD
M. THEBAULT	pouvoir à	M. SAINSON	M. BERNARD	Pouvoir à	M. VIEUX
M. HES	pouvoir à	M. MAYA	MME MAUNY	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. CHAVIGNON	Pouvoir à	M. PERRUCAUD	M POIZEAU	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. PICARD	Pouvoir à	M. MENNELLA	M. BERGMANN	Pouvoir à	M. MAYA
M. CHAPUIS	Pouvoir à	M. SAINSON			

**Etaient absents dont excusés** : MME ANDRE - MM. VERJUX - PLATRET – DUMAINE – FEVRE – JOYET – LE CLOIREC - LANCIAU – RAGOT – MENAGER - KRZYWONOS – MARECHAL - CLERC – PATRU – FIERIMONTE - DAUGE – PINARD – TARDY – MAITRE – CARON – RIBOULIN – GELIN – BERTHIER – LAROCHE – AVENAS.

**Assistaient** : MME SEVESTRE - MM. JACCON – JOURNET - DÉGROLARD – DE MONREDON – OVISTE - MME FITON CHAVALLE – MME MAZILLE - M. SEBERT (Payeur Départemental).

Le Président constate que le quorum est atteint et ouvre la séance.

Il est procédé conformément à l'article L. 2121.15 du Code Général des Collectivités Territoriales, à l'élection d'un secrétaire pris dans le Comité ; M. REYNAUD ayant obtenu l'unanimité des suffrages, a été désigné pour remplir ces fonctions qu'il a acceptées.

Le Comité syndical a été convoqué le 27 mai 2021.

Le compte rendu de cette séance sera affiché au plus tard le 25 juin 2021.

## Fonds de concours – ST GERMAIN DU BOIS

Le Président expose que les syndicats d'énergie peuvent désormais recourir aux fonds de concours dès lors que ses compétences s'inscrivent dans une démarche destinée à favoriser la transition énergétique.

Le Président expose que, conformément à la délibération de la commune de SAINT GERMAIN DU BOIS en date du 18/06/2020, donnant son accord financier aux travaux intitulés remplacement de matériel vétuste, dossier n° 419210RVEP, le SYDESL doit prendre une délibération concordante afin de valider le financement par fonds de concours.

Le Président fait lecture de la délibération de la commune et de son plan de financement ; il explique par ailleurs, que, ces travaux concourant à la maîtrise de la consommation d'électricité, que la participation de la commune n'excédant pas 75 % du coût hors taxes de l'opération, et enfin que la commune ayant pris une délibération d'inscription en fonds de concours, la contribution de la commune peut dès lors être inscrite en investissement au titre d'un fonds de concours.

Vu le code général des collectivités territoriales et notamment les articles L. 2224-31 et 5212-26 modifié ;

Vu la délibération de la commune de SAINT GERMAIN DU BOIS pour le projet remplacement de matériel vétuste en date du 18/06/2020 ;

Considérant que la contribution de la commune peut être inscrite en fonds de concours. Cet exposé entendu, le Comité Syndical, à l'unanimité des voix adopte :

- Le dossier n° 419210RVEP pour un montant prévisionnel de 23 316.30 € ;
- Le plan de financement, dont la participation communale en fonds de concours de 9 835.18 €, le montant étant déterminé avec exactitude à la réception du décompte définitif des travaux effectivement réalisés, après application d'une éventuelle révision de prix ;

Fait en séance les jours, mois et an que dessus,

Le Président,

Jean SAINSON



RÉPUBLIQUE FRANÇAISE  
 Département de Saône et Loire

**EXTRAIT DE REGISTRE**  
 des délibérations du Comité Syndical  
 du Syndicat Départemental d'Énergie de Saône et Loire (SYDESL)  
 Séance du 3 juin 2021

Nombre de Membres en exercice :  
 74  
 Nombre de Membres présents :32  
 Nombre de pouvoirs : 15  
 Nombre de mandats : 809  
 Pour : 809  
 Abstentions : 0

**CS21-052**

**Fonds de concours : ST MARTIN SOUS MONTAIGU**

**Le trois du mois de juin de l'année deux mille vingt et un, le Comité syndical du SYDESL s'est réuni à Mâcon, salle Henri Guillemin, à 14 heures, après convocation légale sous la présidence de M. Jean SAINSON, Président.**

**Etaient présents** : MM. BAJAU – RENAUD – PERCHE – MENNELLA – PERRAUD – BERTHET – CHASSERY – MME GONCALVES – MM. REYNAUD – PLET – GIRARDEAU – VARIN – FRIZOT – PISSELOUP – VIRELY – MARTIN – CHAILLET – PROTET – VOGEL – VERCHERE – PERRUCAUD – VIEUX – BORDAT – BURTIN – MAYA – CORNIER – POUCHELET – DEYNOUX – SAINSON – CHARLEUX – POPILLE – DESSOLIN.

**Participaient en visioconférence (sans droit de vote)** : MM. CHAPUIS – GENET – MME SARANDAO – DURAND – SALCE – MME MAUNY.

**Etaient excusés avec pouvoir** :

M. CHAUVET	pouvoir à	M. VIRELY	M. DURAND	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. GUILLEMAUT	pouvoir à	M. CHASSERY	M. SALCE	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. SPARTA	pouvoir à	M. MENNELLA	M. LACHEZE	Pouvoir à	M. PERRUCAUD
M. THEBAULT	pouvoir à	M. SAINSON	M. BERNARD	Pouvoir à	M. VIEUX
M. HES	pouvoir à	M. MAYA	MME MAUNY	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. CHAVIGNON	Pouvoir à	M. PERRUCAUD	M POIZEAU	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. PICARD	Pouvoir à	M. MENNELLA	M. BERGMANN	Pouvoir à	M. MAYA
M. CHAPUIS	Pouvoir à	M. SAINSON			

**Etaient absents dont excusés** : MME ANDRE - MM. VERJUX - PLATRET – DUMAINE – FEVRE – JOYET – LE CLOIREC - LANCIAU – RAGOT – MENAGER - KRZYWONOS – MARECHAL - CLERC – PATRU – FIERIMONTE - DAUGE – PINARD – TARDY – MAITRE – CARON – RIBOULIN – GELIN – BERTHIER – LAROCLETTE - AVENAS.

**Assistaient** : MME SEVESTRE - MM. JACCON – JOURNET - DÉGROLARD – DE MONREDON – OVISTE - MME FITON CHAVALLE – MME MAZILLE - M. SEBERT (Payeur Départemental).

Le Président constate que le quorum est atteint et ouvre la séance.

Il est procédé conformément à l'article L. 2121.15 du Code Général des Collectivités Territoriales, à l'élection d'un secrétaire pris dans le Comité ; M. REYNAUD ayant obtenu l'unanimité des suffrages, a été désigné pour remplir ces fonctions qu'il a acceptées.

Le Comité syndical a été convoqué le 27 mai 2021.

Le compte rendu de cette séance sera affiché au plus tard le 25 juin 2021.



## Fonds de concours – ST MARTIN SOUS MONTAIGU

Le Président expose que les syndicats d'énergie peuvent désormais recourir aux fonds de concours dès lors que ses compétences s'inscrivent dans une démarche destinée à favoriser la transition énergétique.

Le Président expose que, conformément à la délibération de la commune de SAINT MARTIN SOUS MONTAIGU en date du 18/05/2021, donnant son accord financier aux travaux intitulés enfouissement du réseau d'éclairage public, dossier n° 459030TRVXEP, le SYDESL doit prendre une délibération concordante afin de valider le financement par fonds de concours.

Le Président fait lecture de la délibération de la commune et de son plan de financement ; il explique par ailleurs, que, ces travaux concourant à la maîtrise de la consommation d'électricité, que la participation de la commune n'excédant pas 75 % du coût hors taxes de l'opération, et enfin que la commune ayant pris une délibération d'inscription en fonds de concours, la contribution de la commune peut dès lors être inscrite en investissement au titre d'un fonds de concours.

Vu le code général des collectivités territoriales et notamment les articles L. 2224-31 et 5212-26 modifié ;

Vu la délibération de la commune de SAINT MARTIN SOUS MONTAIGU pour le projet enfouissement du réseau d'éclairage public en date du 18/05/2021 ;

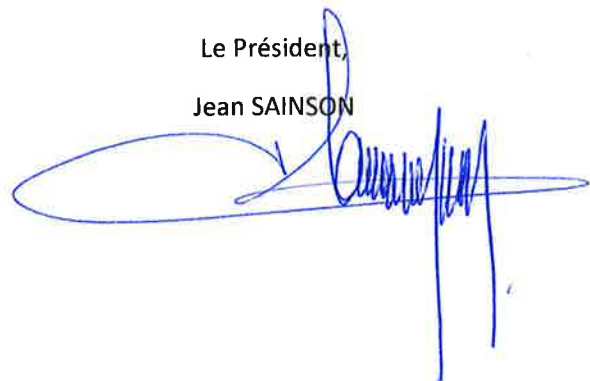
Considérant que la contribution de la commune peut être inscrite en fonds de concours. Cet exposé entendu, le Comité Syndical, à l'unanimité des voix adopte :

- Le dossier n° 459030TRVXEP pour un montant prévisionnel de 16 208.03€ ;
- Le plan de financement, dont la participation communale en fonds de concours de 8 522.14 €, le montant étant déterminé avec exactitude à la réception du décompte définitif des travaux effectivement réalisés, après application d'une éventuelle révision de prix ;

Fait en séance les jours, mois et an que dessus,

Le Président,

Jean SAINSON





RÉPUBLIQUE FRANÇAISE  
Département de Saône et Loire

**EXTRAIT DE REGISTRE**  
des délibérations du Comité Syndical  
du Syndicat Départemental d'Énergie de Saône et Loire (SYDESL)  
Séance du 3 juin 2021

Nombre de Membres en exercice :  
74  
Nombre de Membres présents :32  
Nombre de pouvoirs : 15  
Nombre de mandats : 809  
Pour : 809  
Abstentions : 0

CS21-053

**Fonds de concours : ST RADEGONDE**

**Le trois du mois de juin de l'année deux mille vingt et un, le Comité syndical du SYDESL s'est réuni à Mâcon, salle Henri Guillemin, à 14 heures, après convocation légale sous la présidence de M. Jean SAINSON, Président.**

**Etaient présents** : MM. BAJAU – RENAUD – PERCHE – MENNELLA – PERRAUD – BERTHET – CHASSERY – MME GONCALVES – MM. REYNAUD – PLET – GIRARDEAU – VARIN – FRIZOT – PISSELOUP – VIRELY – MARTIN – CHAILLET – PROTET – VOGEL – VERCHERE – PERRUCAUD – VIEUX – BORDAT – BURTIN – MAYA – CORNIER – POUCHELET – DEYNOUX – SAINSON – CHARLEUX – POPILLE – DESSOLIN.

**Participaient en visioconférence (sans droit de vote)** : MM. CHAPUIS – GENET – MME SARANDAO – DURAND – SALCE – MME MAUNY.

**Etaient excusés avec pouvoir** :

M. CHAUVET	pouvoir à	M. VIRELY	M. DURAND	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. GUILLEMAUT	pouvoir à	M. CHASSERY	M. SALCE	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. SPARTA	pouvoir à	M. MENNELLA	M. LACHEZE	Pouvoir à	M. PERRUCAUD
M. THEBAULT	pouvoir à	M. SAINSON	M. BERNARD	Pouvoir à	M. VIEUX
M. HES	pouvoir à	M. MAYA	MME MAUNY	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. CHAVIGNON	Pouvoir à	M. PERRUCAUD	M POIZEAU	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. PICARD	Pouvoir à	M. MENNELLA	M. BERGMANN	Pouvoir à	M. MAYA
M. CHAPUIS	Pouvoir à	M. SAINSON			

**Etaient absents dont excusés** : MME ANDRE - MM. VERJUX - PLATRET – DUMAINE – FEVRE – JOYET – LE CLOIREC - LANCIAU – RAGOT – MENAGER - KRZYWONOS – MARECHAL - CLERC – PATRU – FIERIMONTE - DAUGE – PINARD – TARDY – MAITRE – CARON – RIBOULIN – GELIN – BERTHIER – LAROCLETTE - AVENAS.

**Assistaient** : MME SEVESTRE - MM. JACCON – JOURNET - DÉGROLARD – DE MONREDON – OVISTE - MME FITON CHAVALLE – MME MAZILLE - M. SEBERT (Payeur Départemental).

Le Président constate que le quorum est atteint et ouvre la séance.

Il est procédé conformément à l'article L. 2121.15 du Code Général des Collectivités Territoriales, à l'élection d'un secrétaire pris dans le Comité ; M. REYNAUD ayant obtenu l'unanimité des suffrages, a été désigné pour remplir ces fonctions qu'il a acceptées.

Le Comité syndical a été convoqué le 27 mai 2021.

Le compte rendu de cette séance sera affiché au plus tard le 25 juin 2021.

## Fonds de concours – ST RADEGONDE

Le Président expose que les syndicats d'énergie peuvent désormais recourir aux fonds de concours dès lors que ses compétences s'inscrivent dans une démarche destinée à favoriser la transition énergétique.

Le Président expose que, conformément à la délibération de la commune de SAINT RADEGONDE en date du 15/02/2021, donnant son accord financier aux travaux intitulés remplacement de matériel vétuste, dossier n° 474037RVEP, le SYDESL doit prendre une délibération concordante afin de valider le financement par fonds de concours.

Le Président fait lecture de la délibération de la commune et de son plan de financement ; il explique par ailleurs, que, ces travaux concourant à la maîtrise de la consommation d'électricité, que la participation de la commune n'excédant pas 75 % du coût hors taxes de l'opération, et enfin que la commune ayant pris une délibération d'inscription en fonds de concours, la contribution de la commune peut dès lors être inscrite en investissement au titre d'un fonds de concours.

Vu le code général des collectivités territoriales et notamment les articles L. 2224-31 et 5212-26 modifié ;

Vu la délibération de la commune de SAINT RADEGONDE pour le projet remplacement de matériel vétuste en date du 15/02/2021 ;

Considérant que la contribution de la commune peut être inscrite en fonds de concours. Cet exposé entendu, le Comité Syndical, **à l'unanimité** des voix adopte :

- Le dossier n° 474037RVEP pour un montant prévisionnel de 1 440 € ;
- Le plan de financement, dont la participation communale en fonds de concours de 600 €, le montant étant déterminé avec exactitude à la réception du décompte définitif des travaux effectivement réalisés, après application d'une éventuelle révision de prix ;

Fait en séance les jours, mois et an que dessus,

Le Président,

Jean SAINSON





RÉPUBLIQUE FRANÇAISE  
Département de Saône et Loire

**EXTRAIT DE REGISTRE**  
des délibérations du Comité Syndical  
du Syndicat Départemental d'Énergie de Saône et Loire (SYDESL)  
Séance du 3 juin 2021

Nombre de Membres en exercice :  
74  
Nombre de Membres présents :32  
Nombre de pouvoirs : 15  
Nombre de mandats : 809  
Pour : 809  
Abstentions : 0

CS21-054

**Fonds de concours : TANCON**

**Le trois du mois de juin de l'année deux mille vingt et un, le Comité syndical du SYDESL s'est réuni à Mâcon, salle Henri Guillemin, à 14 heures, après convocation légale sous la présidence de M. Jean SAINSON, Président.**

**Etaient présents** : MM. BAJAU – RENAUD – PERCHE – MENNELLA – PERRAUD – BERTHET – CHASSERY – MME GONCALVES – MM. REYNAUD – PLET – GIRARDEAU – VARIN – FRIZOT – PISSELOUP – VIRELY – MARTIN – CHAILLET – PROTET – VOGEL – VERCHERE – PERRUCAUD – VIEUX – BORDAT – BURTIN – MAYA – CORNIER – POUCHELET – DEYNOUX – SAINSON – CHARLEUX – POPILLE – DESSOLIN.

**Participaient en visioconférence (sans droit de vote)** : MM. CHAPUIS – GENET – MME SARANDAO – DURAND – SALCE – MME MAUNY.

**Etaient excusés avec pouvoir** :

M. CHAUVET	pouvoir à	M. VIRELY	M. DURAND	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. GUILLEMAUT	pouvoir à	M. CHASSERY	M. SALCE	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. SPARTA	pouvoir à	M. MENNELLA	M. LACHEZE	Pouvoir à	M. PERRUCAUD
M. THEBAULT	pouvoir à	M. SAINSON	M. BERNARD	Pouvoir à	M. VIEUX
M. HES	pouvoir à	M. MAYA	MME MAUNY	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. CHAVIGNON	Pouvoir à	M. PERRUCAUD	M POIZEAU	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. PICARD	Pouvoir à	M. MENNELLA	M. BERGMANN	Pouvoir à	M. MAYA
M. CHAPUIS	Pouvoir à	M. SAINSON			

**Etaient absents dont excusés** : MME ANDRE - MM. VERJUX - PLATRET – DUMAINE – FEVRE – JOYET – LE CLOIREC - LANCIAU – RAGOT – MENAGER - KRZYWONOS – MARECHAL - CLERC – PATRU – FIERIMONTE - DAUGE – PINARD – TARDY – MAITRE – CARON – RIBOULIN – GELIN – BERTHIER – LAROCLETTE - AVENAS.

**Assistaient** : MME SEVESTRE - MM. JACCON – JOURNET - DÉGROLARD – DE MONREDON – OVISTE - MME FITON CHAVALLE – MME MAZILLE - M. SEBERT (Payeur Départemental).

Le Président constate que le quorum est atteint et ouvre la séance.

Il est procédé conformément à l'article L. 2121.15 du Code Général des Collectivités Territoriales, à l'élection d'un secrétaire pris dans le Comité ; M. REYNAUD ayant obtenu l'unanimité des suffrages, a été désigné pour remplir ces fonctions qu'il a acceptées.

Le Comité syndical a été convoqué le 27 mai 2021.

Le compte rendu de cette séance sera affiché au plus tard le 25 juin 2021.

## Fonds de concours – TANCON

Le Président expose que les syndicats d'énergie peuvent désormais recourir aux fonds de concours dès lors que ses compétences s'inscrivent dans une démarche destinée à favoriser la transition énergétique.

Le Président expose que, conformément à la délibération de la commune de TANCON en date du 09/04/2021, donnant son accord financier aux travaux intitulés enfouissement du réseau d'éclairage public, dossier n° 533041TRVXEP, le SYDESL doit prendre une délibération concordante afin de valider le financement par fonds de concours.

Le Président fait lecture de la délibération de la commune et de son plan de financement ; il explique par ailleurs, que, ces travaux concourant à la maîtrise de la consommation d'électricité, que la participation de la commune n'excédant pas 75 % du coût hors taxes de l'opération, et enfin que la commune ayant pris une délibération d'inscription en fonds de concours, la contribution de la commune peut dès lors être inscrite en investissement au titre d'un fonds de concours.

Vu le code général des collectivités territoriales et notamment les articles L. 2224-31 et 5212-26 modifié ;

Vu la délibération de la commune de TANCON pour le projet enfouissement du réseau d'éclairage public en date du 09/04/2021 ;

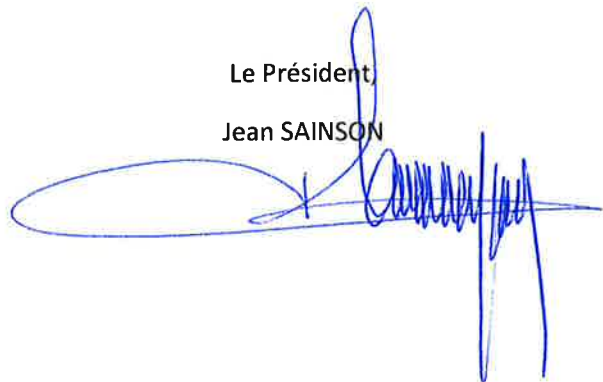
Considérant que la contribution de la commune peut être inscrite en fonds de concours. Cet exposé entendu, le Comité Syndical, à l'unanimité des voix adopte :

- Le dossier n° 533041TRVXEP pour un montant prévisionnel de 14 505.83 € ;
- Le plan de financement, dont la participation communale en fonds de concours de 4 755.83 €, le montant étant déterminé avec exactitude à la réception du décompte définitif des travaux effectivement réalisés, après application d'une éventuelle révision de prix ;

Fait en séance les jours, mois et an que dessus,

Le Président,

Jean SAINSON



R É P U B L I Q U E F R A N Ç A I S E  
 Département de Saône et Loire

**EXTRAIT DE REGISTRE**  
 des délibérations du Comité Syndical  
 du Syndicat Départemental d'Énergie de Saône et Loire (SYDESL)  
 Séance du 3 juin 2021

Nombre de Membres en exercice :  
 74  
 Nombre de Membres présents :32  
 Nombre de pouvoirs : 15  
 Nombre de mandats : 809  
 Pour : 809  
 Abstentions : 0

**CS21-055**

**Adoption de la décision modificative n° 1 - 2021**

**Le trois du mois de juin de l'année deux mille vingt et un, le Comité syndical du SYDESL s'est réuni à Mâcon, salle Henri Guillemin, à 14 heures, après convocation légale sous la présidence de M. Jean SAINSON, Président.**

**Etaient présents** : MM. BAJAU – RENAUD – PERCHE – MENNELLA – PERRAUD – BERTHET – CHASSERY – MME GONCALVES – MM. REYNAUD – PLET – GIRARDEAU – VARIN – FRIZOT – PISSELOUP – VIRELY – MARTIN – CHAILLET – PROTET – VOGEL – VERCHERE – PERRUCAUD – VIEUX – BORDAT – BURTIN – MAYA – CORNIER – POUCHELET – DEYNOUX – SAINSON – CHARLEUX – POPILLE – DESSOLIN.

**Participaient en visioconférence (sans droit de vote)** : MM. CHAPUIS – GENET – MME SARANDAO – DURAND – SALCE – MME MAUNY.

**Etaient excusés avec pouvoir** :

M. CHAUVET	pouvoir à	M. VIRELY	M. DURAND	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. GUILLEMAUT	pouvoir à	M. CHASSERY	M. SALCE	Pouvoir à	M. FRIZOT
M. SPARTA	pouvoir à	M. MENNELLA	M. LACHEZE	Pouvoir à	M. PERRUCAUD
M. THEBAULT	pouvoir à	M. SAINSON	M. BERNARD	Pouvoir à	M. VIEUX
M. HES	pouvoir à	M. MAYA	MME MAUNY	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. CHAVIGNON	Pouvoir à	M. PERRUCAUD	M POIZEAU	Pouvoir à	M. POUCHELET
M. PICARD	Pouvoir à	M. MENNELLA	M. BERGMANN	Pouvoir à	M. MAYA
M. CHAPUIS	Pouvoir à	M. SAINSON			

**Etaient absents dont excusés** : MME ANDRE - MM. VERJUX - PLATRET – DUMAINE – FEVRE – JOYET – LE CLOIREC - LANCIAU – RAGOT – MENAGER - KRZYWONOS – MARECHAL - CLERC – PATRU – FIERIMONTE - DAUGE – PINARD – TARDY – MAITRE – CARON – RIBOULIN – GELIN – BERTHIER – LAROCLETTE - AVENAS.

**Assistaient** : MME SEVESTRE - MM. JACCON – JOURNET - DÉGROLARD – DE MONREDON – OVISTE - MME FITON CHAVALLE – MME MAZILLE - M. SEBERT (Payeur Départemental).

Le Président constate que le quorum est atteint et ouvre la séance.

Il est procédé conformément à l'article L. 2121.15 du Code Général des Collectivités Territoriales, à l'élection d'un secrétaire pris dans le Comité ; M. REYNAUD ayant obtenu l'unanimité des suffrages, a été désigné pour remplir ces fonctions qu'il a acceptées.

Le Comité syndical a été convoqué le 27 mai 2021.

Le compte rendu de cette séance sera affiché au plus tard le 25 juin 2021.

## Adoption de la décision modificative n° 1 - 2021

Le Président expose cette décision modificative n° 1 de l'exercice budgétaire de l'année 2021 concerne des ajustements portant sur :

- Les travaux pour les communes dans le cadre de convention de mandat.
- Les amortissements.
- Annulation de titre sur exercice antérieur.
- Fonds de concours.

Cet exposé entendu et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité, décide d'inscrire les dépenses et recettes ci-après :

### - SECTION DE FONCTIONNEMENT:

- **DEPENSES :**

- Chapitre 042: Opération d'ordre de transfert entre sections

- - 6811 Dotations aux amortissements 500 €

- Chapitre 023 : Virement à la section d'investissement

- - 023 Virement à la section d'investissement - 500 €
- - 023 Virement à la section d'investissement - 49 000 €

- **RECETTES :**

- Chapitre 70 : Produits des services du domaine et ventes diverses

- - 704 Travaux - 49 000 €

### - SECTION D'INVESTISSEMENT :

- **DEPENSES :**

- Chapitre 45 : Opérations sous mandat

Les inscriptions proposées concernent :

- - 45818363 Travaux FT CRECHES SUR SAONE (dossier 150056TRDP) 30 000 €
- - 45818364 Travaux EP DIGOIN (dossier 176021EPUR) 3 000 €
- - 45818365 Travaux FT DAVAYE (dossier 165045TRVTEL) 30 000 €

- Chapitre 020 : Dépenses imprévues

- - 020 Dépenses imprévues - 16 000 €

- Chapitre 13: Subventions d'investissement

- - 1328 subventions d'investissement reçues autres 16 000 €

• **RECETTES :**

**Chapitre 45 : Opérations sous mandat**

Les inscriptions proposées concernent :

- 45828363 Travaux FT CRECHES SUR SAONE (dossier 150056TRDP) 30 000 €
- 45828364 Travaux EP DIGOIN (dossier 176021EPUR) 3 000 €
- 45828365 Travaux FT DAVAYE (dossier 169045TRVTEL) 30 000 €

**Chapitre 040 : Opération d'ordre de transfert entre sections**

- 28188 Amortissements autres immobilisations corporelles 500 €

**Chapitre 021 : Virement de la section de fonctionnement**

- 021 virement de la section de fonctionnement - 500 €
- 021 virement de la section de fonctionnement - 49 000 €

**Chapitre 13 : Subventions d'investissement**

- 13248 Subventions d'investissement autres communes 49 000 €

L'équilibre du budget de l'année 2021 se présente donc comme suit :

**Fonctionnement**

Dépenses : 20 166 629,94 €

Recettes : 20 166 629,94 €

**Investissement**

Dépenses : 50 658 032,09 €

Recettes : 50 658 032,09 €

Fait en séance les jours, mois et an que dessus,

Le Président,

Jean SAINSON

