SYDESL
SYNDICAT DÉPARTEMENTAL
ÉNERGIE SAÔNE-ET-LOIRE

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

REUNION DU COMITE SYNDICAL DU 3 JUIN 2021

(DATE DE CONVOCATION : 27 MAI 2021)

LA DELIBERATION NUMEROTEE CI-DESSOUS CS21-041 A ETE TRANSMISE AU CONTROLE DE LEGALITE EN DATE DU 11 JUIN 2021 ET AFFICHEE LE 11 JUIN 2021.

CS21-041	Signature du nouveau contrat de concessions distribution de l'électricité

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

SYDESL
SYNDICAT DÉPARTEMENTAL ÉNERGIE SAÔNE-ET-LOIRE

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

CS21-041

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 – LAROCHETTE - 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.

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

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'Energie 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 1er, 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 maitrise 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

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

l'accord cadre en date du 21 décembre 2017 et mis à disposition des membres de l'assemblée délibérante conformément aux disposition 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 ;

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

- 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 ;

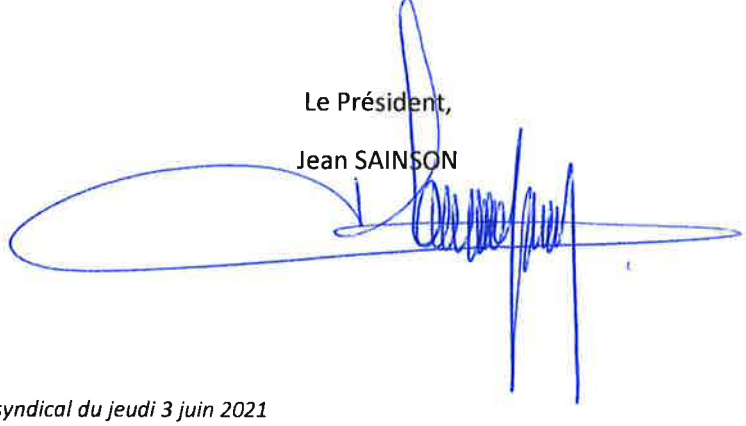
- D'autoriser le Président du SYDESL à signer la convention transition énergétique ;

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



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

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 régulatoire 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 ;

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

- 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 1er – 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 1er 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[1], d'une métropole ou d'une communauté urbaine (observée trois années sur

[1] Concession regroupant la majorité des communes du Département

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

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[2].

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 :

[2] Sans préjudice des dispositions du dernier alinéa de l'article 2.3.2.2. de l'annexe 1

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

- 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[2] ;
- 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[2]

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.

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

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 ;

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

- 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.

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

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'État 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 1er 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 1er 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 1er janvier 2018 et au plus tard le 1er 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 1er 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

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

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'État 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 1er janvier 2018.

Fait à Paris, le 21 décembre 2017, en quatre exemplaires originaux

Pour la FNCCR	Pour France Urbaine	Pour Enedis	Pour EDF
Xavier PINTAT Président	Jean-Luc MOUDENC Président	Philippe MONLOUBOU Président du Directoire	Henri LAFONTAINE Directeur Commerce

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

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

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

SYDESL
SYNDICAT DÉPARTEMENTAL ÉNERGIE SAÔNE-ET-LOIRE

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'Energie 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 1er 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 ».

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

Préambule

Les parties ont signé, le jj mm 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 règlementés 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.

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

ARTICLE 1er – 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 maitrise 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.

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 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 :

$$\%_{Sécurisation\ fils\ nus} = \frac{L_{BT\ aérien\ nu\ déposé}}{L_{BT\ aérien\ nu\ déposé} + L_{BT\ Torsadé\ déposé}} * 100$$

Avec :

- $L_{BT\ aérien\ nu\ déposé}$: la somme des longueurs de réseau BT aérien nu déposé pour chaque chantier entrant dans la Programmation Article 8 de l'année N

- $L_{BT\ torsade\ déposé}$: 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 maitre d'ouvrage et les partenaires financiers. Les parties peuvent également mener des actions de communication conjointes.

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

ARTICLE 8 – Durée de la convention

La présente convention prend effet le 1er 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	**Pour le concessionnaire,**
Le Président	Le Directeur Régional Enedis Bourgogne
Jean-SAINSON	**Robert POGGI**

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

ENEDIS
L'ELECTRICITE EN RESEAU

SYDESL
SYNDICAT DÉPARTEMENTAL ÉNERGIE SAÔNE-ET-LOIRE

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 €uros, 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 :

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

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 règlementation 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 1er – 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 l'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…).*

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

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 PMEO : 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).

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

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.

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 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 énoncées 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 recourt 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 ;

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

- 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.

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

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	XXXXXXXXXXXX

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

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.

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

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 : • Inconnu • Distribution Publique • Client HTA • Distribution Publique - Client HTA • Répartition • Production • Transformation HTA/HTA • DP - Client HTA - Production • Client HTA - Production

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

	DP – Production
T_DE_POSTE	Type du poste : • Inconnu • CH - Cabine Haute • CB - Cabine Basse • IM - En Immeuble • EN - En Terre • CC - Cabine De Chantier • UC - Urbain Compact • RC - Rural Compact • UP - Urbain Portable (PAC) • RS - Rural poste socle • DI - Divers • SA - Poste Au Sol Simplifie de Type A • SB - Poste Au Sol Simplifie de Type B • H6 - Poteau H61 • PO - Poteau non H61 • CS - Poste Rural Compact Simplifié • IE - Poste Urbain Intégré à son Environnement
NB_TRANSFO	Nombre de transformateurs pour les postes HTA/BT • Non renseigné pour les postes clients consommateurs et producteurs
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 : - Biogaz - Biomasse - Cogénération - Dispatchable - Déchets ménagers et assimilés - Eolien - Freinage régénératif

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

	- Géothermie - Hydraulique - Inconnu - Photovoltaïque - Pile à combustible - Thermique fossile
NB PROD BT	Nombre de producteurs BT
T_PROD_BT	Type de production BT si présence d'un producteur - Biogaz - Biomasse - Cogénération - Dispatchable - Déchets ménagers et assimilés - Eolien - Freinage régénératif - Géothermie - Hydraulique - Inconnu - Photovoltaïque - Pile à combustible - Thermique fossile
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

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

LIBELLE_CO	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
DATE INSTALL	Date d'installation
TYPE	**Type d'armoire :** • Manuelle • Manuelle à 3 interrupteurs • Manuelle avec dérivation • Télécommandée • Télécommandée à 3 interrupteurs • Manuelle à 4 interrupteurs • Télécommandée à 4 interrupteurs
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

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

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^2
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

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

NATURE_MET	AM, AL, CU
SECTION_PH	En mm²
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 mm²
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)
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_METAL	AM, AL, CU
SECTION_PHASE	En mm²
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)

Dipôle Source BT

La nature des isolants des câbles n'étant pas enregistrée dans SIG, elle a été évaluée avec la date de construction.

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

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_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

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_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

Départ HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE GDO	Code GDO du Départ HTA
NOM_DEPART	Nom du départ

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

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_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

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

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

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 :

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

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 mm²
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

Raccordement souterrain BT

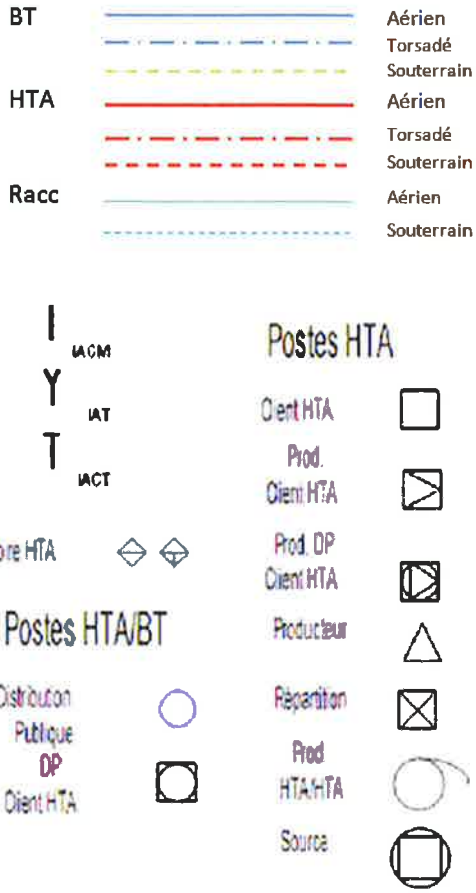
ATTRIBUT	DESCRIPTION
Date_de_co	Date de construction
Longueur_s	Longueur électrique (en mètre)
Nature_de_	AM, AL, CU
Section_f	En mm²
Nom_Commun	Nom(s) de la (des) commune(s)
Code_insee	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

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 :

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

Pour le format SHAPE :



A mettre à jour si la communication est au format DXF

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

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

Deliberation CS/21_041

CONVENTION DE PARTENARIAT

POUR LA TRANSITION ENERGETIQUE

ENTRE

LE SYNDICAT DEPARTEMENTAL ENERGIE SAONE-ET-LOIRE

ET

ENEDIS

Comité syndical du jeudi 3 juin 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

Entre les soussignés :

Le Syndicat Départemental d'Energie 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 »

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

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.....

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

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 :

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

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 ».

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

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

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

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,

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

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

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

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.

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

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'avéreraient 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

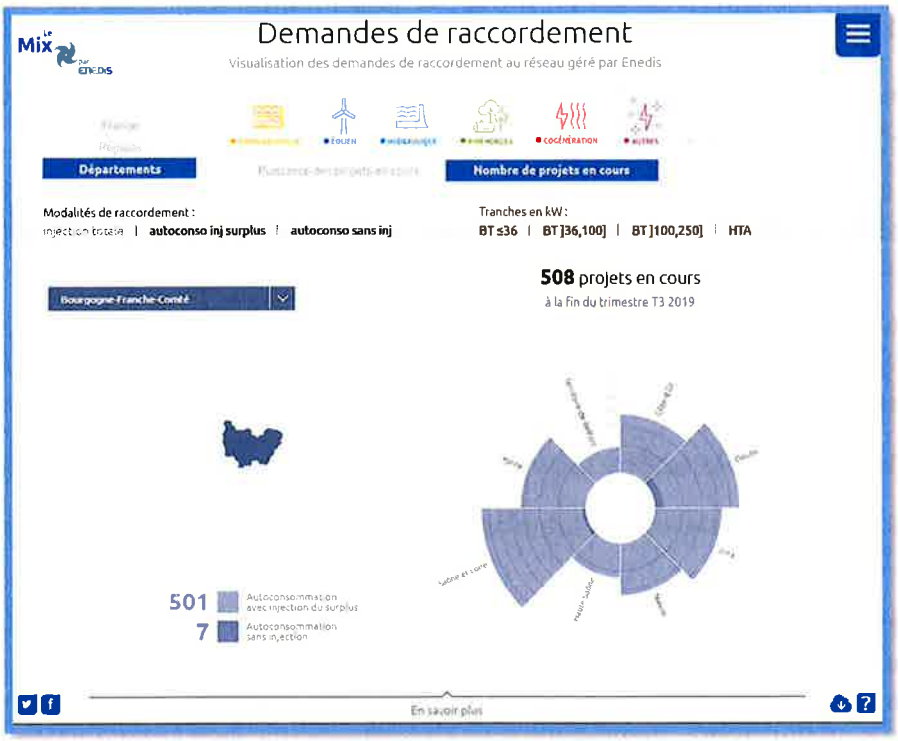
95% des installations de production d'origine renouvelable sont raccordées au réseau public de distribution. Conformément au cahier des charges, Enedis assure notamment la maîtrise d'ouvrage de ces raccordements sur le territoire du SYDESL.

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.

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

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 donnés 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.

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

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.

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

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 :

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

- 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.

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

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,	Pour Enedis
Le Président	**Le Directeur Régional,**

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 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 Syndical Départemental d'Energie 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 ».

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

E X P O S E

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

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

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 1er – 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 ;

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

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 :

- du volume des ventes aux tarifs réglementés effectuées auprès de l'ensemble des clients de la concession ;
- des quantités d'énergie livrée auprès de l'ensemble des clients de la concession ;
- du prix moyen de vente aux tarifs réglementés du kWh sur le territoire de la concession ;
- 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.

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

Fait en quatre exemplaires, reliés par le procédé Assemblact RC, empêchant toute substitution ou addition 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

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

ANNEXE : LISTE DES COMMUNES DE LA CONCESSION

code INSEE	nom de la commune
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

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

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	BUSSIERES
71070	BUXY
71071	CERON
71072	CERSOT
71073	CHAGNY
71074	CHAINTRE
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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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	ROMANECHE-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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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.

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

S O M M A I R E

CHAPITRE I DISPOSITIONS GENERALES 4
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
CHAPITRE II INVESTISSEMENTS AU BENEFICE DE LA CONCESSION 8
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
CHAPITRE III ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIETAUX 23
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
CHAPITRE IV CONDITIONS DE SERVICE AUX CLIENTS 32
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

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

Article 32 — Surveillance du fonctionnement des installations des clients raccordées 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
CHAPITRE V TARIFICATION 50
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
CHAPITRE VI COMMUNICATION DES DONNEES RELATIVES A LA CONCESSION 52
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
CHAPITRE VII TERME DE LA CONCESSION 57
Article 48 — Durée de la concession 57
Article 49 — Renouvellement ou expiration de la concession 57
CHAPITRE VIII DISPOSITIONS DIVERSES 59
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

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

CHAPITRE I

DISPOSITIONS GENERALES

Article 1 — Service concédé

Le présent cahier des charges a pour objet la concession accordée par le Syndical 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.

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

Au sens du présent cahier des charges, le terme « concessionnaire » désigne respectivement :

- 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 règlementation 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.*

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

Les ouvrages concédés comprennent aussi les branchements visés à l'article 2e 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 1er 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.

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

> *Cette coordination s'inscrit dans le cadre des dispositions des articles L. 45-9 et D. 407-2 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.*

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

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 ;*

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

- *canalisations électriques souterraines ou aériennes, de 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.

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

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.

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

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[1]. 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 2ème 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.

[1] Dans ce cas, l'annexe 2 sera adaptée pour en tenir compte.

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

Sauf disposition contraire convenue à l'annexe 1, on entend, par agglomération, conformément 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 2ème 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

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

13 du présent cahier des charges, que pour les motifs et dans les conditions stipulées 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

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

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[2]. 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 ») ;

[2] 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.

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

- 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 »).

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 (S3RENR), 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[3] 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 pluriannuel 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[4], 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 :*

[3] A adapter selon le type de territoire

[4] Quatre ou cinq ans selon la durée de la concession.

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

- *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[5].

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. »*

[5] 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).

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 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.

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

Dès lors que l'autorité concédante conserve à titre définitif tout ou partie des sommes déposées par le concessionnaire en application du 3ème alinéa du présent paragraphe, au titre de deux programmes pluriannuels consécutifs, les parties conviennent de réexaminer le pourcentage indiqué au 1er alinéa du présent paragraphe.

B) Obligations financières du concessionnaire, et passifs relatifs aux ouvrages concédés

1° Obligations comptables et financières du concessionnaire

A partir de l'entrée en vigueur du présent contrat, le concessionnaire n'est tenu au cours de celui-ci, vis-à-vis de l'autorité concédante, à aucune obligation financière en lien avec le renouvellement des ouvrages concédés mis à part :

- l'obligation d'amortir la valeur des ouvrages dont le renouvellement lui incombe conformément à l'article 10 du présent cahier des charges ;
- l'obligation explicitée au point 2° ci-après, relative à la gestion des droits du concédant sur les biens à renouveler existant à la date d'effet du contrat de concession.

2° Passifs relatifs aux ouvrages concédés

Les passifs relatifs aux ouvrages concédés existant dans la comptabilité du concessionnaire à la date d'effet du présent contrat, constitués au titre du contrat précédent, qui représentent les droits de l'autorité concédante sur ces ouvrages, sont maintenus à cette date. Ceux-ci consistent en :

- des droits de l'autorité concédante sur les biens existants, qui correspondent au droit de celle-ci de se voir remettre l'ensemble des ouvrages concédés. Ces droits sont constitués de la contre-valeur en nature des ouvrages, laquelle est égale à la valeur nette comptable des biens mis en concession, déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ; et
- des droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler, qui correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler et recouvrent :
  - l'amortissement constitué sur la partie des biens financée par l'autorité concédante,
  - la provision pour renouvellement antérieurement constituée et non utilisée à la date d'effet du présent contrat.

  Les droits précités incluent ceux résultant des contrats de concession conclus par les communes et établissements publics de coopération intercommunale auxquels l'autorité concédante se trouve substituée en application du code général des collectivités territoriales.

Lors des opérations de renouvellement des ouvrages concédés, les droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler sont affectés en droits sur les ouvrages remplaçants, à due concurrence des montants nécessaires.

Ce traitement est retenu en considération des règles comptables et fiscales et de leurs interprétations par les autorités ou organismes compétents, en vigueur à la date de signature du présent contrat, telles qu'elles sont mises en œuvre dans la comptabilité du concessionnaire.

Article 12 — Utilisation des voies publiques

Sous réserve du paiement des redevances prévues pour l'occupation du domaine public, le gestionnaire du réseau de distribution, en dehors de l'autorité concédante, a seul le droit d'étendre, de renforcer, de renouveler, d'entretenir ou de réparer, dans les limites territoriales de la concession, soit au-dessus, soit au-dessous des voies publiques et de leurs dépendances, tous ouvrages nécessaires à la distribution publique de l'énergie électrique.

Le gestionnaire du réseau de distribution ne peut cependant pas s'opposer à l'établissement d'ouvrages pour le réseau public de transport, pour les distributions voisines, pour les lignes directes pour les usages et dans les conditions définies à l'article L. 343-1 du code de l'énergie, ni pour les ouvrages assimilables aux réseaux publics d'électricité tels que définis aux articles R. 323-40 et R. 323-41 du code de l'énergie.

Aux termes de l'article L. 113-3 du code de la voirie routière, sous réserve des prescriptions à observer dans les emprises des autoroutes « les services publics de transport ou de distribution

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

d'électricité peuvent occuper le domaine public routier en y installer des ouvrages visés à l'alinéa ci-dessus où 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 8ème 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[6]. 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.

[6] Lorsque la valeur comptable du terrain est inférieure à 100 euros, l'indemnité n'est pas exigée

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

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.*
>
> *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 règlementation 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.

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 gestionnaire du réseau de distribution émet un avis technique sur cet avant-projet sommaire dans 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 règlementation 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 ;

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

- 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 PMEO 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.*

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

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.

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 schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables est défini à 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

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

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

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 régulatoire 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.

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

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 régulatoire 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 règlementation et du cadre régulatoire 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 régulatoire en vigueur.

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

Article 19 — Infrastructures de recharge de véhicules électriques

Dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre régulatoire 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 régulatoire 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 régulatoire 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

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

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 promeut 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

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

et économiquement justifiées au renforcement de ce réseau, le cas échéant consistant à réduire les 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).

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

2° La prévention des situations de précarité énergétique et l'accompagnement des clients de la concession 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 1er 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.

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 concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, rend 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.

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.

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

En cas d'avis conforme du gestionnaire du réseau de distribution, une convention, approuvée 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 1er 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.

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

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 1er 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*

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 ou, le cas échéant, sur le site de l'autorité concédante ou selon les modalités précisées par les conditions générales de vente susvisées.*

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

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.

  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 ».

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

Les articles R.111-31 et suivants du code de l'urbanisme fixent les conditions d'application du 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.

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.

- 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.

- 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.

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 gestionnaire du réseau de distribution assure la mise en service de l'installation du client dans le 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 du 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* 1er 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.

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

Pour un point de livraison donné, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente n'est pas tenu 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*

- 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[7], 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.*

[7] Ou, en l'absence de disjoncteur, aux bornes aval des fusibles calibrés et plombés

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 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 copropriétaire 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 1er 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 siués 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.

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

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 défectuosités 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.*

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

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.

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

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 1er 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 1er 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.

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

Les prescriptions relatives à l'emplacement du compteur et [illegible] 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 1er 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, descellement, 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 1er 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 1er 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).

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

Conformément à l'article L. 224-11 du code de la consommation, toute facture d'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 règlementation 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 ;

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

- 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.

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

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

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

changement de nature de l'énergie, mais est rendu nécessaire par l'état de leurs installations ou de leurs 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

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

organisation et des ressources dédiées dans le cadre d'un dispositif de gestion de crise adapté 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.*

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

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 :*
>   - *évolutions des consommations dans le temps,*
>   - *comparaison de la consommation à celle de foyers similaires sur la période,*
>   - *analyse de l'utilisation des Heures Creuses pour les clients HC/HP sur la période,*
>   - *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.

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 la date de signature du présent contrat, conformément à l'arrêté du 18 avril 2012 relatif aux 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 du 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 1er 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.

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 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.

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

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.

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

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. Il communique également ces informations sur simple demande.

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

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.

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

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 1er 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 :

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

- 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.

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

Il précise notamment l'évolution de l'organisation du gestionnaire du 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 1/1000ème) 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 1/1000ème) 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.

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

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.

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

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 **1er 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 :

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 montant non amorti de sa participation au financement des ouvrages de la concession, tel qu'il résultera de la comptabilité du concessionnaire, réévalué[8] 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.

[8] 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.

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

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.

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

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 1er 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.

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

Ce montant étant destiné à réparer les dommages causés à la voirie publique, il n'est pas soumis à la 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,

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

- l'intégration des ouvrages dans l'environnement, en application des dispositions de l'article 6 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.

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

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.

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

L'autorité concédante informe chaque année le concessionnaire des actions mises en œuvre dans le 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 $\mathbf{R_1}$ fait intervenir les valeurs suivantes :

- $\mathbf{L_C}$, longueur, au 31 décembre de l'année précédente, des réseaux concédés situés sur le territoire des communes de la concession (en km) ;
- $\mathbf{P_C}$, population municipale[1] des communes de la concession ;
- $\mathbf{P_D}$, population municipale[1] 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[2] 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[2] ou d'une communauté urbaine : $\mathbf{P_D}$ est égal à $\mathbf{P_C}$;
  - si une partie des communes de la concession fait partie d'une métropole[2] ou d'une communauté urbaine : $\mathbf{P_D}$ 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[2] ou une communauté urbaine, exerçant directement sa compétence d'autorité concédante sur tout ou partie de son territoire : $\mathbf{P_D}$ 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 ;
- $\mathbf{ING_0}$,

  - valeur de l'index « ingénierie »[3] du mois de décembre de l'année 1991, c'est-à-dire la valeur ING_0 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 ;

[1] Nombre d'habitants, selon le dernier recensement officiel de l'INSEE, à avoir été publié au 31 décembre de l'année précédente.

[2] Au sens du code général des collectivités territoriales et disposant de la compétence de concession de distribution publique d'électricité.

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

- **ING**, index « ingénierie »[3] ;

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 :

$$\mathbf{R1}_1 = (10{,}5\ \mathbf{L}_{C1} + 0{,}23\ \mathbf{P}_{C1}) \times (1+\mathbf{P}_{C1}/\mathbf{P}_{D1}) \times (0{,}02 \times \mathbf{D} + 0{,}5) \times (0{,}15 + 0{,}85\ \mathbf{ING}_1 / \mathbf{ING}_0)$$

où $\mathbf{R1}_1$ désigne la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année d'entrée en vigueur du contrat et $\mathbf{L}_{C1}$, $\mathbf{P}_{C1}$, $\mathbf{P}_{D1}$ et $\mathbf{ING}_1$ désignent respectivement les valeurs $\mathbf{L}_C$, $\mathbf{P}_C$, $\mathbf{P}_D$ et **ING** retenues pour ledit calcul.

La valeur du terme de regroupement $(1+P_{C1}/P_{D1})$ ne peut excéder 2.

Le montant de $\mathbf{R1}_1$ 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:

- $\mathbf{L}_{C1}$: 20 359 Km,
- $\mathbf{P}_{C1}$: 552 185 habitants,
- $\mathbf{P}_{D1}$: 552 185 habitants,
- **D** : 30 ans,
- $\mathbf{ING}_1$: 118,6
- $\mathbf{ING}_0$: 67.5 (valeur de l'indice ING au 31 décembre 1991, applicable au précédent contrat).

où $\mathbf{ING_1}$ 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 :

$$\mathbf{R1}_n = \mathbf{R1}_{n-1} \times [\mathbf{L}_{Cn} / \mathbf{L}_{Cn-1} + \mathbf{P}_{Cn} / \mathbf{P}_{Cn-1} + (0{,}15 + 0{,}85 \times \mathbf{ING}_n / \mathbf{ING}_{n-1})] / 3$$

où :

- $\mathbf{R1}_n$, $\mathbf{L}_{Cn}$, et $\mathbf{P}_{Cn}$ désignent respectivement la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année *n* et les valeurs $\mathbf{L}_C$ et $\mathbf{P}_C$ retenues pour ledit calcul en année *n* ;
- $\mathbf{R1}_{n-1}$, $\mathbf{L}_{Cn-1}$, $\mathbf{P}_{Cn-1}$ et $\mathbf{ING}_{n-1}$ désignent respectivement la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année précédente et les valeurs $\mathbf{L}_C$, $\mathbf{P}_C$ et **ING** retenues pour ledit calcul en année *n-1* ;
- $\mathbf{ING}_n$ valeur de l'index « ingénierie »[3] 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*, $\mathbf{R1}_1$ est recalculée au nouveau périmètre conformément aux stipulations du a- ci-dessus, en retenant les valeurs de $\mathbf{L}_{C1}$ et de $\mathbf{P}_{C1}$ correspondant au nouveau périmètre de la concession. La valeur $\mathbf{R1}_n$ de l'année d'entrée en vigueur de

[3] Calculé ou publié par l'INSEE ou tout autre index qui lui serait substitué.

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

l'avenant et de chaque année suivante est ensuite calculée conformément aux stipulations du présent 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 $\mathbf{R1_1}$ 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 ≤ P_c < 100 000 habitants	30 000
100 000 habitants ≤ P_c < 200 000 habitants	120 000
200 000 habitants ≤ P_c < 300 000 habitants	190 000
300 000 habitants ≤ P_c < 450 000 habitants	240 000
450 000 habitants ≤ P_c	360 000

Au titre des années suivantes, le montant $\mathbf{R1_n}$ 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 :

$$[\mathbf{L}_{Cn} / \mathbf{L}_{Cn-1} + \mathbf{P}_{Cn} / \mathbf{P}_{Cn-1} + (0{,}15 + 0{,}85 \times \mathbf{ING}_n / \mathbf{ING}_{n-1})] / 3.$$

b- Montant maximal de la part R1

Le montant $\mathbf{R1_1}$ dû au titre de l'année d'entrée en vigueur du présent contrat ne peut excéder :

- ou 600 000 x (0,15 + 0,85 $\mathbf{ING}_1/\mathbf{ING}_0$) euros soit 986 089 euros, lorsque la valeur de (1+$\mathbf{P}_{C1}/\mathbf{P}_{D1}$) est égale à 2.

  Les montants ci-dessus sont estimés à partir de la valeur ING1 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 :

$$(0{,}15 + 0{,}85\ \mathbf{ING}_n/\mathbf{ING}_{n-1}) \times [(\mathbf{L}_{Cn} / \mathbf{L}_{Cn-1} + \mathbf{P}_{Cn} / \mathbf{P}_{Cn-1})/2].$$

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.

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

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 :
    - 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,
    - 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[4] 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 ;
- $\mathbf{P_C}$, population municipale[1] des communes de la concession ;
- $\mathbf{P_D}$, population municipale[1] 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[5] 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[5] ou d'une communauté urbaine : $\mathbf{P_D}$ est égal à $\mathbf{P_C}$;
    - si une partie des communes de la concession fait partie d'une métropole[5] ou d'une communauté urbaine : $\mathbf{P_D}$ 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[5] ou une communauté urbaine, exerçant directement sa compétence d'autorité concédante sur tout ou partie de son territoire : $\mathbf{P_D}$ est égal à la population municipale de cette métropole ou de cette communauté urbaine desservie par le concessionnaire.
- $\mathbf{ING_n}$, index « ingénierie »[3] du mois de décembre de l'année précédant l'année *n*[6] ;
- $\mathbf{ING_{2016}}$, valeur de l'index « ingénierie »[3] du mois de décembre 2015, soit 108,2 ;

[4] 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.
[5] Au sens du code général des collectivités territoriales et disposant de la compétence de concession de distribution publique d'électricité.
[6] Pour toute valeur de *n* supérieure à 1.

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

- **I,** le montant total hors taxes en euros, mandaté au cours de l'année civile écoulée par l'autorité concédante ou par ses communes ou groupements de communes membres, au titre des dépenses d'investissement permettant de mettre en œuvre, 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[4] 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 $(0{,}4 + 0{,}6\ ING_n/ING_{2016})$,

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,

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

en tant que de besoin et à concurrence de la somme nécessaire, les montants des investissements susceptibles d'être pris en compte dans le terme I au titre de la seule année n.

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 :

$$R2 = (0{,}6\ \mathbf{B} + 0{,}1\ \mathbf{I}) \times (1+P_C/P_d) \times (0{,}01 \times \mathbf{D} + 0{,}1)$$

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.

$$R2 = (0{,}5\ \mathbf{B} + 0{,}2\ \mathbf{I}) \times (1+P_C/P_d) \times (0{,}01 \times \mathbf{D} + 0{,}1)$$

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[7] 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

[7] Au sens du code général des collectivités territoriales et disposant de la compétence de concession de distribution publique d'électricité

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

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 x (0,8 + 0,2 x $\mathbf{ING}_n/\mathbf{ING}_{2009}$) euros,

où :

- $\mathbf{ING}_n$ valeur de l'index « ingénierie »[3] du mois de décembre de l'année précédant l'année *n ;*
- $\mathbf{ING}_{2009}$, valeur de l'index « ingénierie »[3] 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[8] ;
- 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 ;

[8] Sous réserve que le montant affecté à la part R1 de la redevance soit au moins égal à 100 000 euros.

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 montant de la part R2 calculée chaque année selon les modalités définies au paragraphe 2.3.2.1. 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 $\mathbf{L}_C$. 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 1er 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.

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

ARTICLE 4
INTEGRATION DES OUVRAGES DANS L'ENVIRONNEMENT

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,

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

selon un pourcentage minimal de 40 % de la longueur totale construite annuellement par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent a[illegible]

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
Renforcements			
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
Sécurisation			
Amélioration de la continuité d'alimentation du réseau concédé	Sécurisation des réseaux BT	ENEDIS	SYDESL / ENEDIS
Raccordement			
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 (*)

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

	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
Ouvrages BT sur terrain d'assiette des raccordements collectifs	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
Intégration des ouvrages dans l'environnement	Effacement BT	SYDESL (hors déplacement d'ouvrage)	SYDESL
	Effacement HTA	ENEDIS	ENEDIS
Déplacements d'ouvrage	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.

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

Sécurisation des réseaux BT : travaux réalisés sur les réseaux BT aérien[illegible] l'impact des ruptures d'alimentation en énergie électrique en cas d'int[illegible] 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 ≤ 6 kVA simultané 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 ≤ 6 kVA simultané 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 ≤ 36 kVA simultané 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 ≤ 6 kVA simultané avec une installation individuelle de consommation ou raccordement d'une installation de production ≤ 36 kVA simultané avec un bâtiment public neuf).

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

Branchement individuel BT d'une installation de consommation sans 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 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 CONCEDANTE 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 maitrise d'ouvrage.

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

La procédure intitulée « Procédure de transmission des données nécessaires à la réalisation des travaux par l'autorité concédante dans le périmètre de sa maîtrise d'ouvrage » conclue à la même date que 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 communiquées identifieront 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 :

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) Indicateurs relatifs à la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution 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 (≤14 mm² Cu et ≤22 mm² 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).

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

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[9] (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[10]
- 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.

[9] 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 évènements exceptionnels au sens de la régulation incitative de la continuité d'alimentation.

[10] 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 1er 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.

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

- 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 :

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

- Achats dont coût d'accès au réseau amont et couverture de pertes,
- 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 1er 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[11] 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

[11] 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.

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

- par puissance souscrite (hors éclairage public) : 3 kVA, 6 kVA, 9 kVA, 1[illegible]

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[12], 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[13]
- 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, …)

[12] A la date de signature du présent contrat : le 1er novembre de l'année dont il est rendu compte

[13] A la date de signature du présent contrat : du 1er janvier au 31 mars inclus et du 1er novembre au 31 décembre inclus de l'année dont il est rendu compte

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

d) Traitement des réclamations des clients particuliers de la concession :

- Nombre total de réclamations écrites[14] reçues au cours de l'exercice
- Ventilation du nombre de réclamations écrites par typologie[15] :
  - Accueil
  - Conseil et services
  - Contrat
  - Facturation
  - Qualité de fourniture et réseau
  - Recouvrement
  - Relation avec le distributeur
  - 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.

[14] Correspond aux réclamations reçues par courrier et par voie numérique
[15] Répartition à la date de la signature du présent contrat.

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

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[16] 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 1er 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

[16] Conformément à la législation en vigueur

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

d'électricité utilisant l'énergie photovoltaïque[17] et dont l'usage s'inscrit dans la durée (ci-après « les moyens de desserte décentralisés »).

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 notoirement 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

[17] Selon les circonstances, des moyens de desserte décentralisés non raccordés utilisant l'énergie éolienne ou hydraulique peuvent être envisagés.

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

au troisième alinéa du présent article, appréciées à la date de l'évaluation précitée, et du renouvellement de ladite installation.

B) Etat récapitulatif des moyens de desserte décentralisés

Le concessionnaire fournit un état annuel récapitulant, 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.

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 compte rendu annuel d'activité (CRAC) rend en outre compte de la qualité de fourniture au périmètre de la concession.

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.

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 n° : _____ (une attestation par groupement d'affaires)
PERIODE DU : _____ (une attestation globale par mois)

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

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 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

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

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.

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 schéma directeur ou les programmes pluriannuels peuvent aussi intégrer des projets de modernisation du réseau associées à la mise en place de nouvelles technologies (réseaux intelligents, bénéfices 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 ;

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

- la prise en compte des besoins en électricité (connus et prévisionnels) en intégrant 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 règlementations 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 ;

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

- Avec des quantités d'ouvrages à renouveler, moderniser, renforcer ou construire pour répondre aux 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 :

Programme pluriannuel d'investissements pour la période 20xx-20xx (4 ou 5 ans) sur les zones prioritaires identifiées : réseau BT	
Gestionnaire du réseau de distribution	
Ouvrages	***Quantité***
Renouvellement BT fils nus	
Renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné)	
…	

Autorité concédante	
Ouvrages	***Quantité***
Réseau BT	
Dépose BT fils nus pour de la sécurisation ou pour du renforcement	
…	

Programme pluriannuel d'investissements pour la période 20xx-20xx (4 ou 5 ans) sur les zones prioritaires identifiées : postes HTA-BT	
Gestionnaire du réseau de distribution	
Ouvrages	***Quantité***
Création de points de coupure télécommandés	
Résorption interrupteurs des postes HTA/BT à coupure air	
….	
Autorité concédante	
Ouvrages	***Quantité***

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

Renforcement d'un poste HTA - BT	
xxxx	
….	

Programme pluriannuel d'investissements du gestionnaire du réseau de distribution pour la période 20xx-20xx (4 ou 5 ans) sur les zones prioritaires identifiée	
Réseau HTA	
Ouvrages	***Quantité***
Renouvellement des câbles HTA souterrain CPI	
Lignes aériennes HTA sécurisées (PAC)	
Lignes aériennes HTA fiabilisées (PDV)	
Renouvellement lignes aériennes	
Renouvellement ou ajout d'OMT	
….	

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	
Ouvrages	***Quantité***
Sécurisation par le réseau HTA	
Création d'un poste source	
Renouvellement de composants de postes sources	
…	

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.

Engagement financier prévisionnel sur les priorités de la concession (M€)	**Total PPI 20xx à 20xx**
I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs	
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	

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

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	
Total de l'engagement (M€)	

Tableau illustratif de correspondance entre indicateurs physiques et financiers

Finalité d'investissement	***Potentielle contribution aux programmes suivants (sur la base des données 2016)***
I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs	*Renouvellement BT fils nus, renouvellement des câbles HTA souterrain CPI, renouvellement HTA lignes aériennes, renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné)*
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	
II.1 Investissements pour la performance du réseau	
Renforcement des réseaux	*Renouvellement BT fils nus, renouvellement des câbles HTA souterrain CPI, renouvellement HTA lignes aériennes, création d'un poste source*
Climatique-sécurisation	*Lignes aériennes HTA sécurisées (PAC), renouvellement HTA lignes aériennes*
Modernisation des réseaux dont Smart-Grids	*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*
Linky	
II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes	
Environnement (article 8, intégration des ouvrages)	*Renouvellement BT fils nus, renouvellement HTA lignes aériennes*
Sécurité et obligations réglementaires (dont PCB)	*Renouvellement BT fils nus, renouvellement HTA lignes aériennes, renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné)*
Modification d'ouvrages à la demande de tiers	*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.

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

Article 7- Suivi du programme pluriannuel et élaboration des programmes 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 :

Type de priorité/programme	***Indicateur de suivi[1]***	***Indicateur d'évaluation[2]***
Sécurisation par le réseau des PS	*Nombre d'OMT….*	*% de clients repris par manœuvre télécommandées*
Fiabilisation de x km de réseau HTA aérien (y compris plan aléa climatique), y compris automatisation	*Nombre de km fiabilisés/an*	*Fréquence de coupures longues sur incident pour les usagers des communes desservies par les réseaux HTA aériens fiabilisés*
Fiabilisation de x km de réseau HTA souterrain (dont câbles CPI)	*Nombre de km fiabilisés/an*	*Fréquence de coupures longues sur incident pour les usagers des communes desservies par les réseaux HTA souterrains fiabilisés*
Renforcement de x km réseau BT sur les communes A, B, C,…	*Nombre de km renforcés/an*	*Pourcentage de clients mal alimentés sur les communes A, B, C,…*
Sécurisation de x km réseau BT sur les communes A, B, C,…	*Nombre de km sécurisés/an*	*Taux d'incidents BT sur les communes A, B, C,…*
Développement, adaptation du réseau pour accueillir des ENR, une ZAC, …, dans les communes A, B, C, …	*Nombre de km, transformateurs construits ou adaptés / an*	*Nombre et puissance de raccordements réalisés sur les communes A, B, C, …*
Améliorer la réactivité et l'automatisation des zones A, B, C…	*Nombre d'OMT posés /an sur la zone*	*Nombre de clients concernés*

B) Suivi financier

Le suivi des prévisions d'investissement est établi sur le modèle ci-dessous :

Suivi année *n* des dépenses d'investissement du gestionnaire du réseau de distribution dans le cadre du PPI				
Dépenses d'investissement (M€)	Total Prévisions d'investissements PPI	Réalisé de l'année *n*	Réalisé en cumulé à fin d'année *n*	Commentaires

[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 doivent être renseignés au terme du PPI (réalisation complète des programmes d'investissement sur les zones ciblées)

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

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.

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

ANNEXE 2A

Gouvernance et modalités de suivi et de révision du schéma directeur des investissements et du programme pluriannuel d'investissements

PREAMBULE 2

ARTICLE 1 – COMITE DE SUIVI 2

TITRE I - LE DIAGNOSTIC TECHNIQUE PARTAGE 2

ARTICLE 2 – CONTENU DU DIAGNOSTIC 2
ARTICLE 3 – SUIVI ANNUEL ET ACTUALISATION DU DIAGNOSTIC TECHNIQUE PARTAGE 3

TITRE II LE SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS (SDI) 3

ARTICLE 4 – OBJET ET CONTENU DU SCHEMA DIRECTEUR 3
ARTICLE 5 – REVISION DU SCHEMA DIRECTEUR 4

TITRE III LES PROGRAMMES PLURIANNUELS D'INVESTISSEMENTS (PPI) 4

ARTICLE 6 – OBJET 4
ARTICLE 7 – PROGRAMME PLURIANNUEL 2021-2024 4
ARTICLE 8 – MODALITES DE SUIVI ANNUEL ET D'EVALUATION DES PROGRAMMES PLURIANNUELS - DECLINAISON DES PROGRAMMES PLURIANNUELS EN PROGRAMME ANNUEL (PA) 4
ARTICLE 9 – MODALITES DE REVISION 6
ARTICLE 10 – ETABLISSEMENT DES PROGRAMMES PLURIANNUELS ULTERIEURS 6
ARTICLE 11 – BILAN DEFINITIF DES INVESTISSEMENTS DU PROGRAMME PLURIANNUEL D'INVESTISSEMENTS 7

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

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 …

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 l'échelle départementale : tout document de planification et de prospective énergétique 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.

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

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.

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

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 :
    - le numéro d'affaire, permettant le contrôle ultérieur et le suivi sur plusieurs exercices le cas échéant ;
    - l'intitulé du projet ;
    - localisation des travaux (postes sources, départs HTA, départ BT, poste HTA-BT)
    - Les ouvrages concernés ;
    - la localisation, (commune principale, adresse) ;
    - l'objectif concerné du PPI ;
    - les quantités techniques prévues (en pose et/ou dépose, longueurs de réseau BT et HTA) ;
    - 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 1er 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 :
    - le libellé explicite du chantier, pouvant faire l'objet d'une précision sous un délai de 15 jours sur demande de l'autorité concédante ;
    - le libellé utilisé pour la présentation des investissements dans le CRAC;
    - le libellé de l'objectif concerné du PPI;
    - le numéro d'affaire ;
    - les ouvrages concernés ;
    - les dépenses de l'année relatives à l'affaire (CAPEX) et les dépenses cumulées sur l'affaire ;
    - 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.

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

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 1er 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 1er 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.

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

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 1er 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
ID : 071-257102582-20210603-CS21_041-DE

ANNEXE 2B

Diagnostic technique partagé
pour la concession du
Syndicat Départemental Energie 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-CS21_041-DE

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

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

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

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

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 départs 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'expliciter 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.

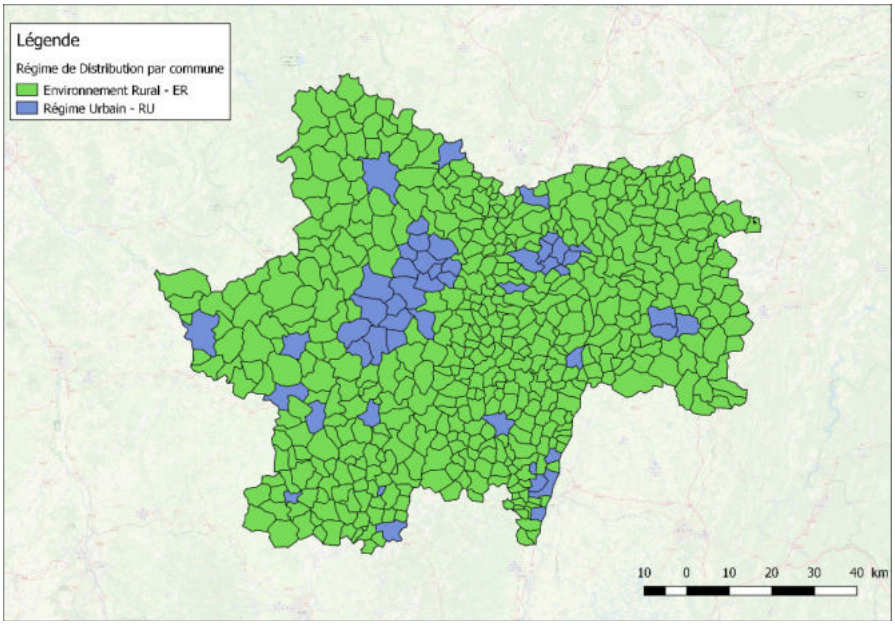
Les précisions ci-dessus énumérées reflètent les souhaits des Parties à la date d'établissement de ce diagnostic. Elles ne définissent pas d'obligations contractuelles.

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

1. Description du réseau de distribution de la concession

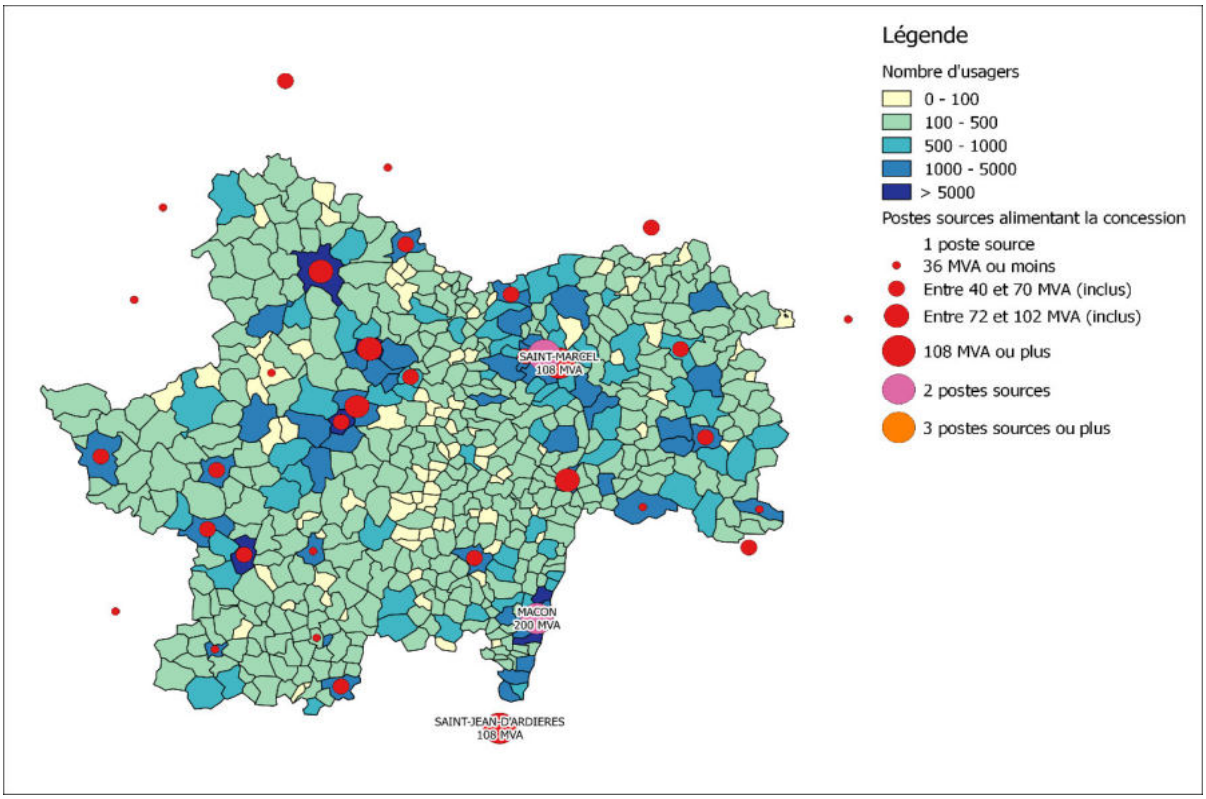
1.1. Régimes de Distribution de l'électricité par commune à fin 2017

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.

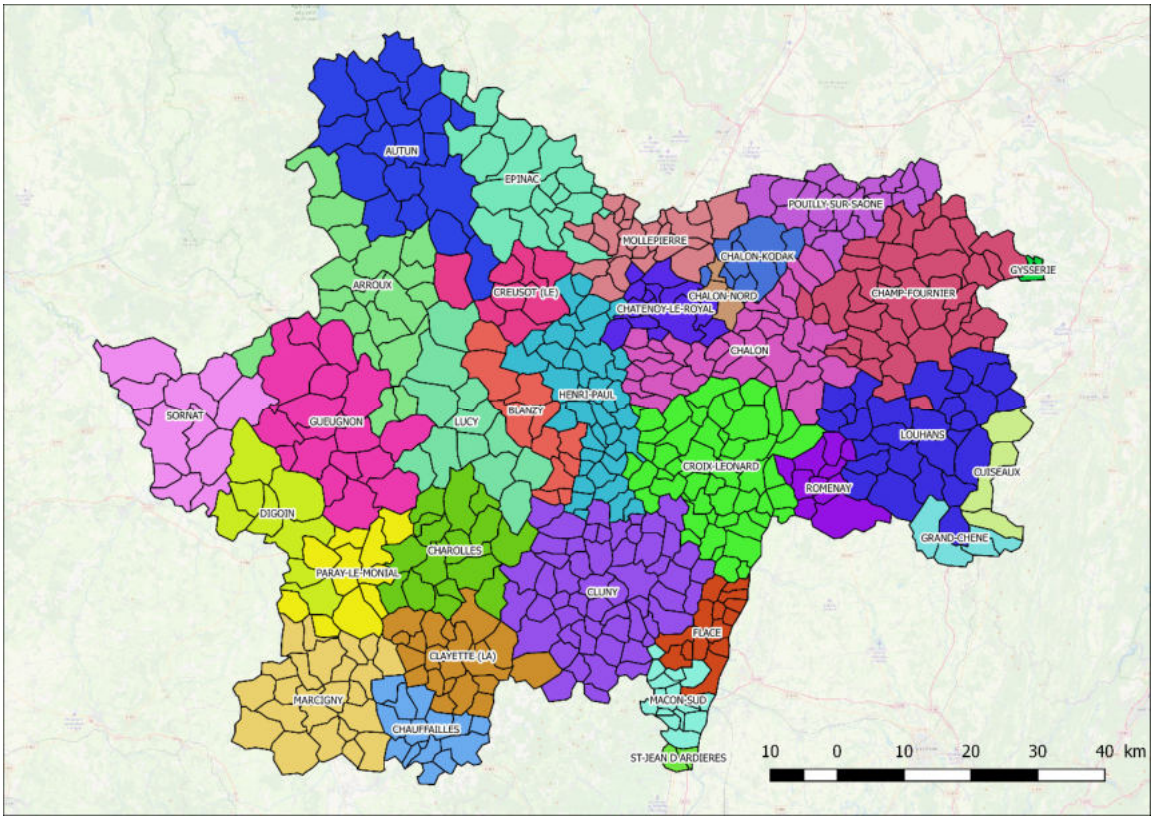


Envoyé en préfecture le 11/06/2021
Reçu en préfecture le 11/06/2021
Affiché le 11/06/2021
ID : 071-257102582-20210603-CS21_041-DE

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 »*

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

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

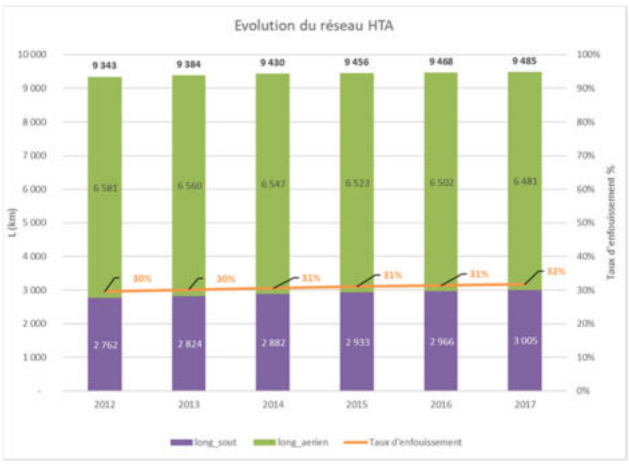
Envoyé en préfecture le 11/06/2021
Reçu en préfecture le 11/06/2021
Affiché le 11/06/2021
ID : 071-257102582-20210603-CS21_041-DE

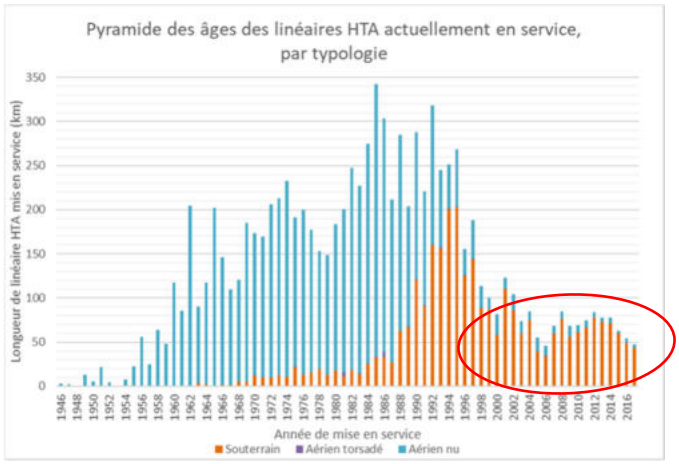
1.3. Description du réseau HTA de la concession

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 :
  - 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.
  - 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.



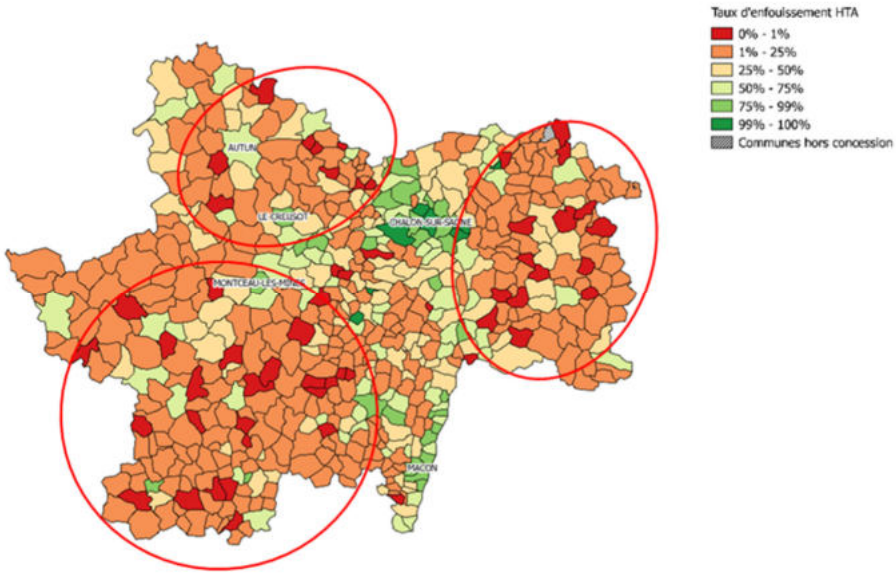


Source : Enedis - fichier ETRES_05 « Inventaire technique du réseau HTA »

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 »

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

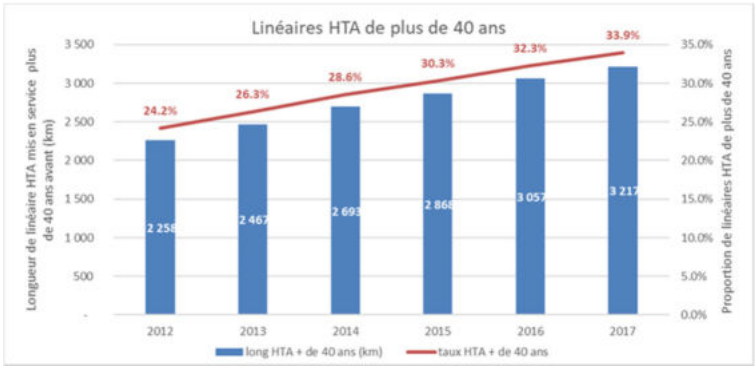
Taux d'enfouissement HTA

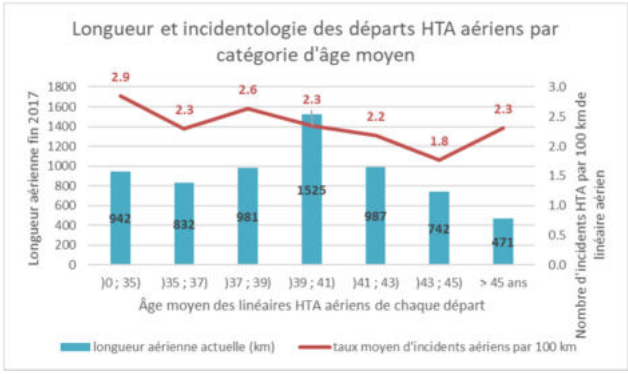
Le taux d'enfouissement du réseau HTA du SYDESL se situe à 32%, **soit 7,5 points** en dessous de la moyenne de 39,5 des concessions de densité de réseaux similaires (20 à 100 habitants par kilomètre de linéaire HTA)**.**

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

Vieillissement 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 s*upra*, 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 apparait 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.





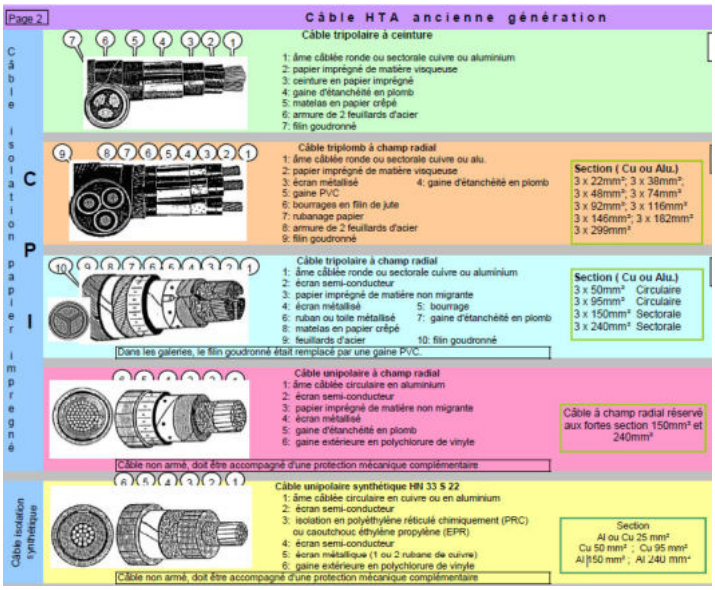
Source : Enedis - fichier ETRES_05 « Inventaire technique du réseau HTA » et ETINC_18a

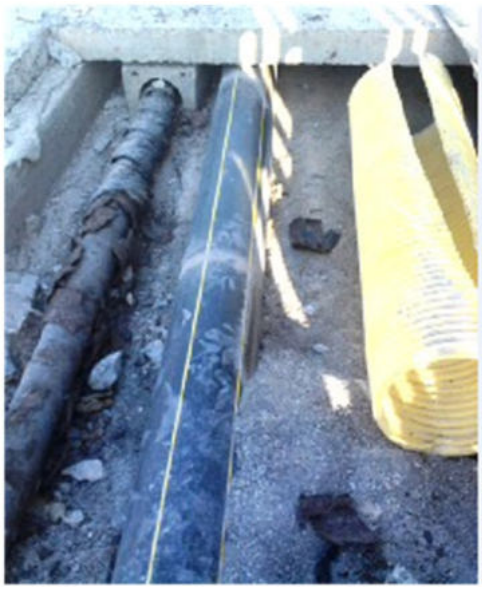
Le graphique de droite montre qu'il n'est pas possible d'établir un lien direct entre l'âge des réseaux et leur vulnérabilité En effet, le taux d'incidents aux 100 km sur les linéaires aériens est stable aux alentours de 2,3 incidents pour 100 km (yc incidents « tiers ») quelle que soit les catégories 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.

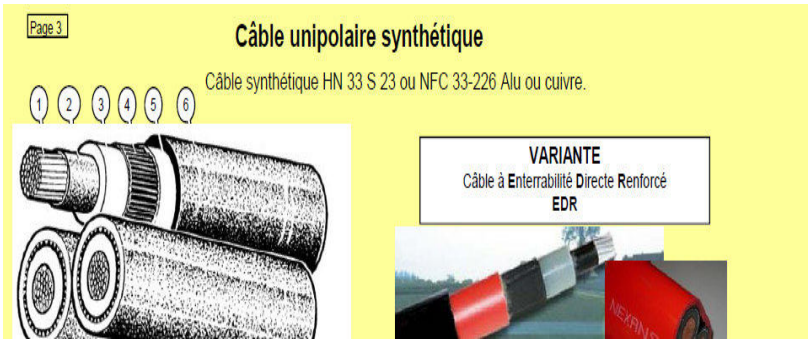
Envoyé en préfecture le 11/06/2021
Reçu en préfecture le 11/06/2021
Affiché le 11/06/2021
ID : 071-257102582-20210603-CS21_041-DE





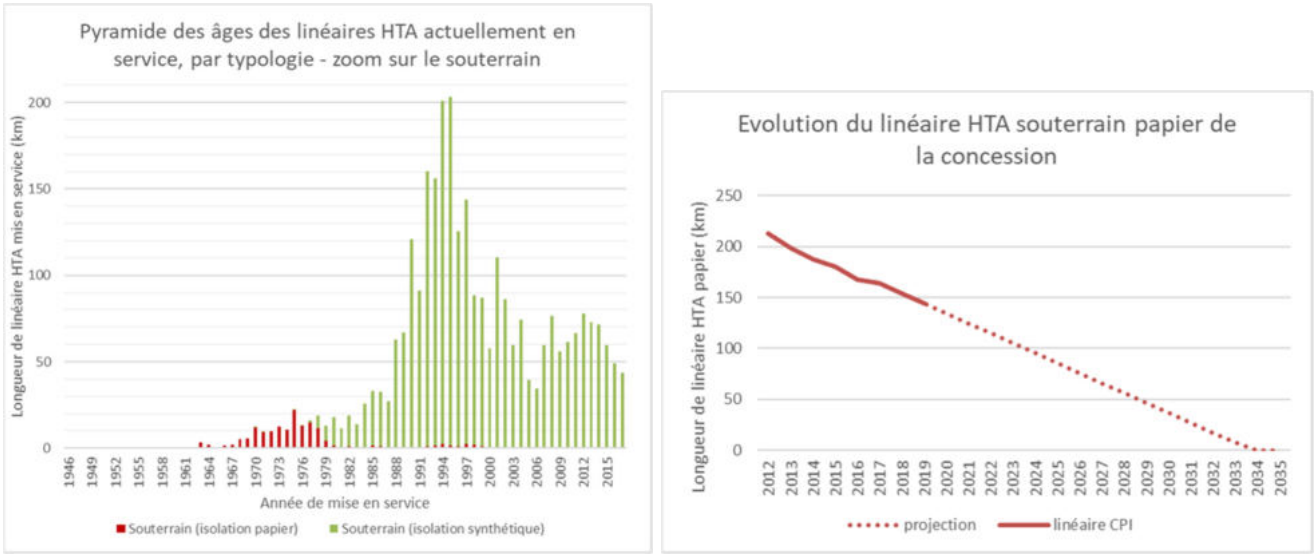
Photos Enedis 2018

C'est à partir de 1978 que les câbles à isolation synthétique ont été mis en œuvre sur les réseaux.



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).

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

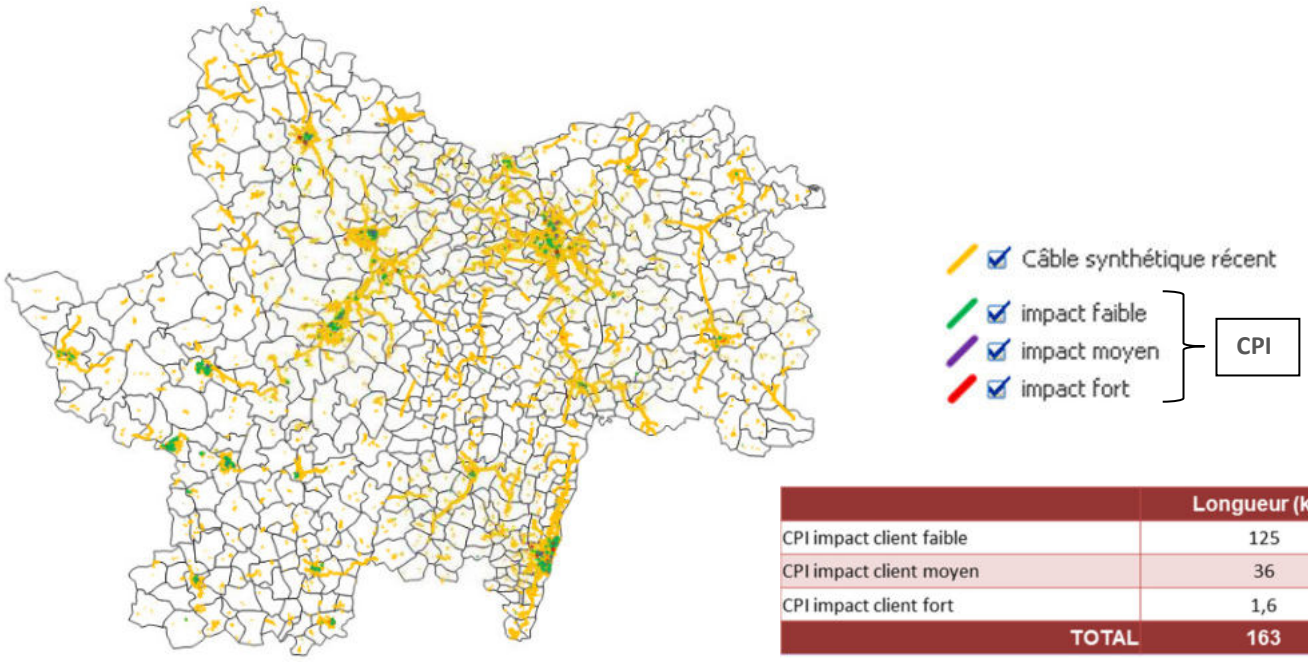


)

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)

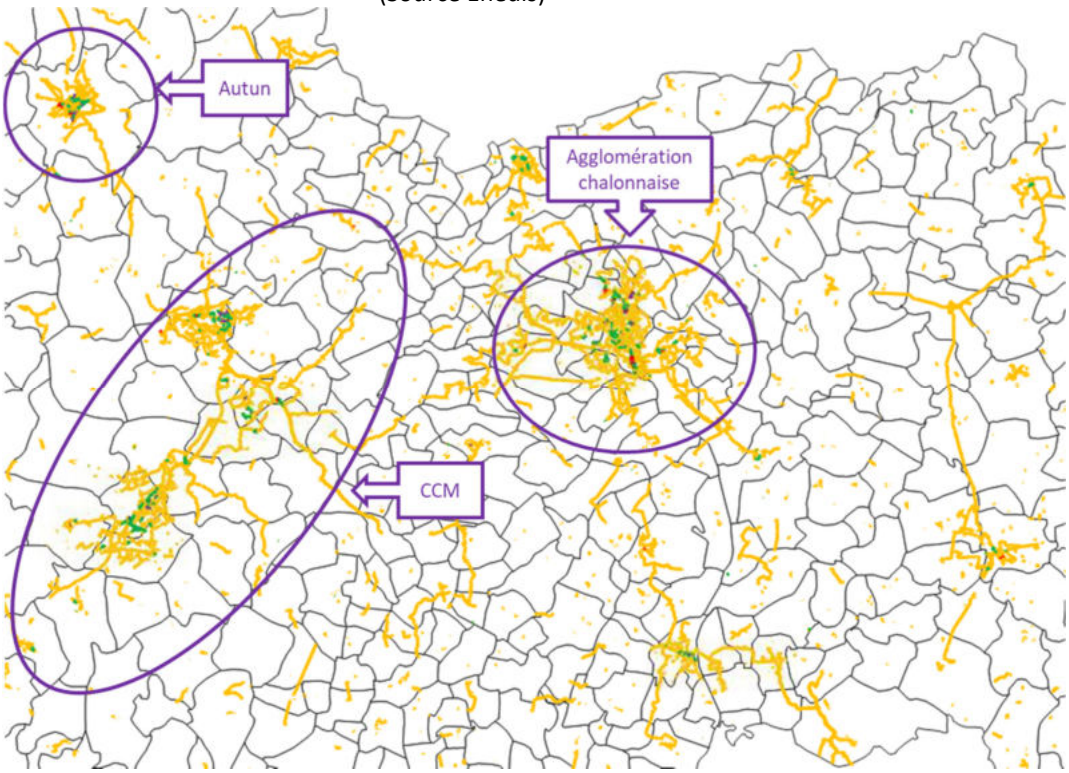


	Longueur (km)
CPI impact client faible	125
CPI impact client moyen	36
CPI impact client fort	1,6
TOTAL	163

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

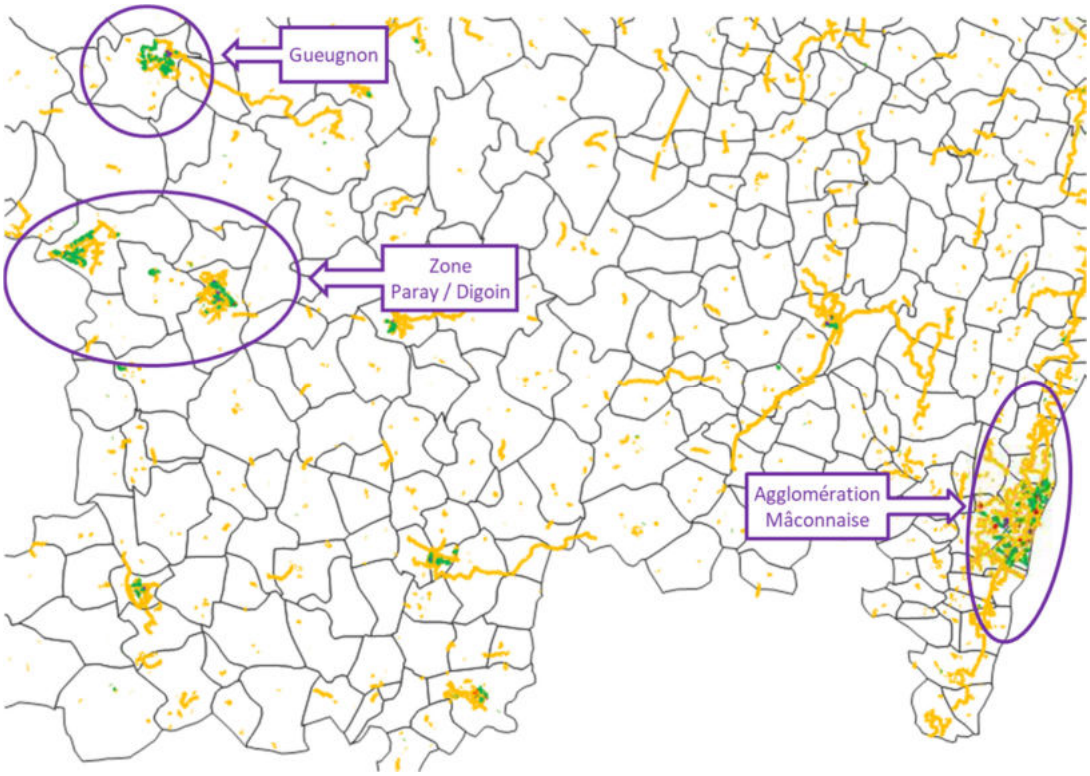
Les câbles HTA souterrains à papier imprégné - ZOOM (1/2)

(Source Enedis)



Les câbles HTA souterrains à papier imprégné - ZOOM (2/2)

(Source Enedis)



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

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 »

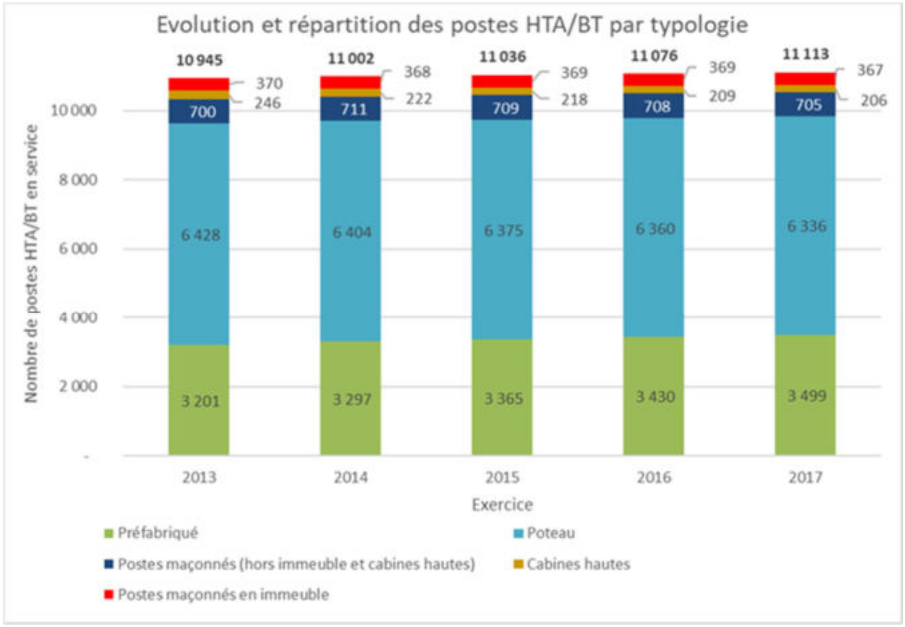
Envoyé en préfecture le 11/06/2021
Reçu en préfecture le 11/06/2021
Affiché le 11/06/2021
ID : 071-257102582-20210603-CS21_041-DE

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).

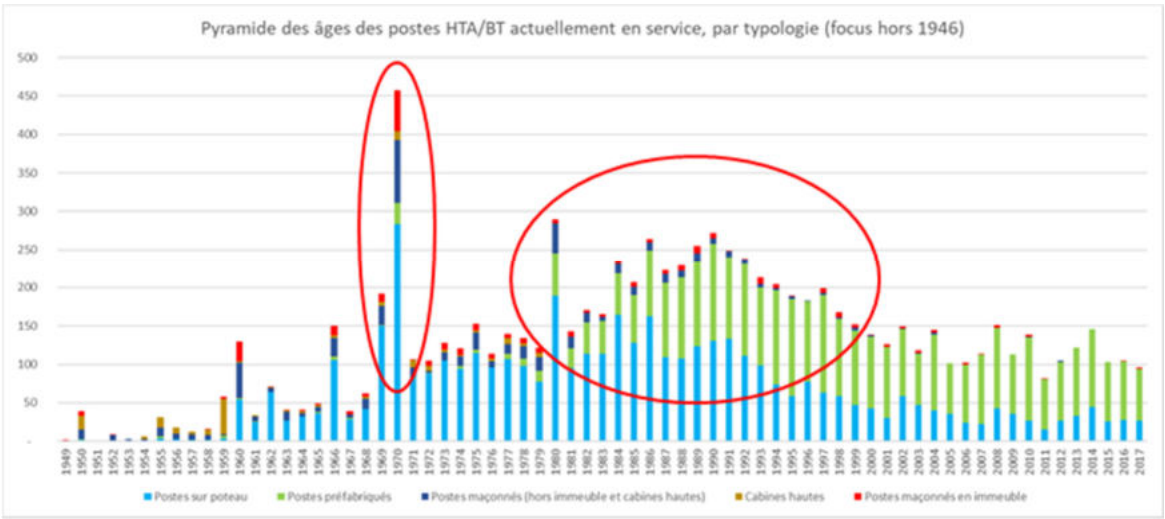
L'ensemble des transformateurs sont localisés et immobilisés dans les inventaires. Les cellules HTA, les interrupteurs de défaut et les tableaux BT sont immobilisés en « équipement de poste ». Les bases techniques ne permettent pas de connaitre les équipements installés dans chacun des postes. (Difficultés 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.

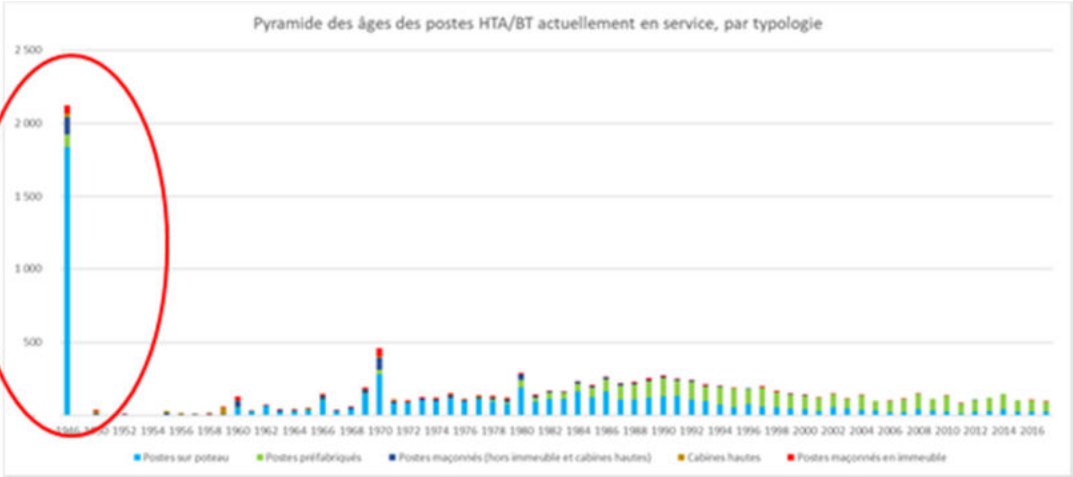


Source : Enedis –
fichier ETRES_07 « Inventaire technique des postes HTA/BT »

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

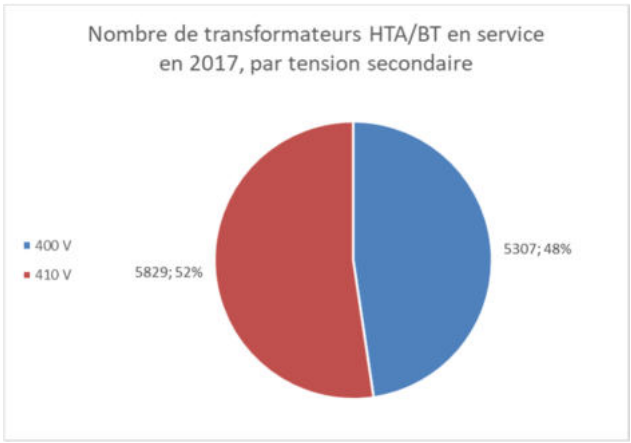


Envoyé en préfecture le 11/06/2021
Reçu en préfecture le 11/06/2021
Affiché le 11/06/2021
ID : 071-257102582-20210603-CS21_041-DE



1.5. Les transformateurs HTA/BT

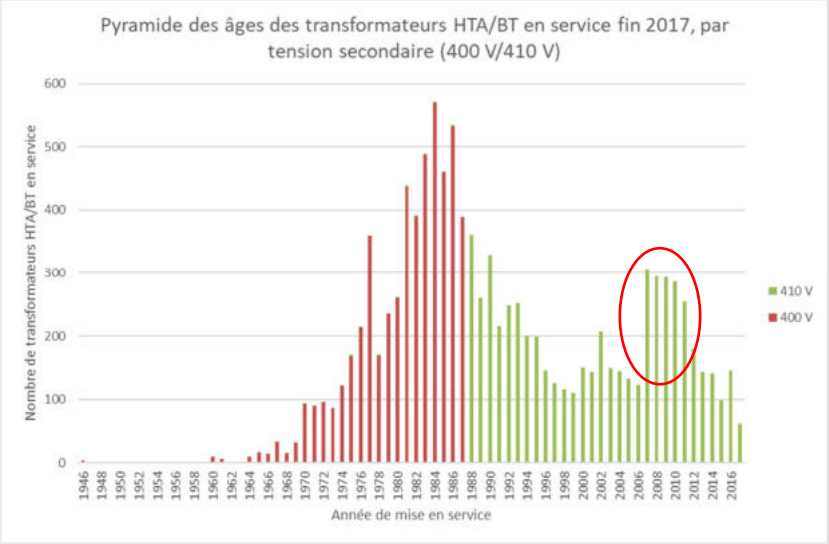
Au total la concession compte 11 136 transformateurs HTA/BT (soit environ 30 usagers pour chaque transformateur HTA-BT). 52% des transformateurs sont de type 410 V (construits après 1980) autorisant des réglages de prises à vide de 0% ; 2,5% et 5%.



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.

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



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.

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

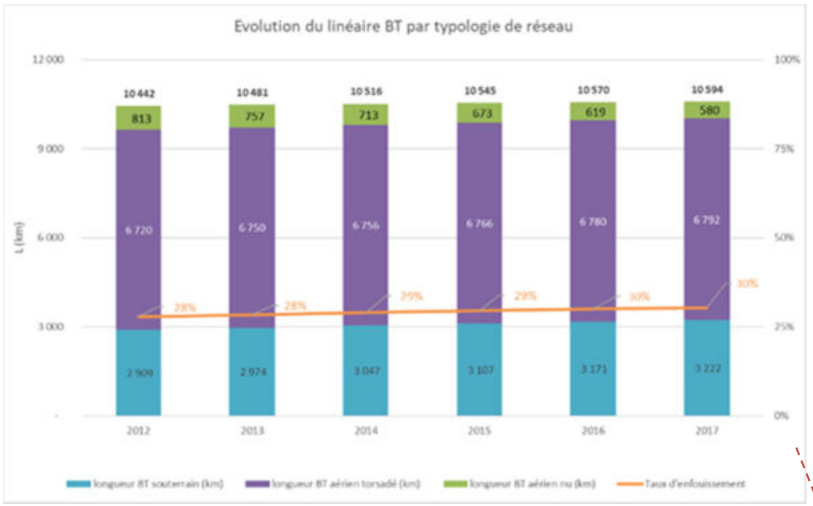
1.6. Description du réseau BT

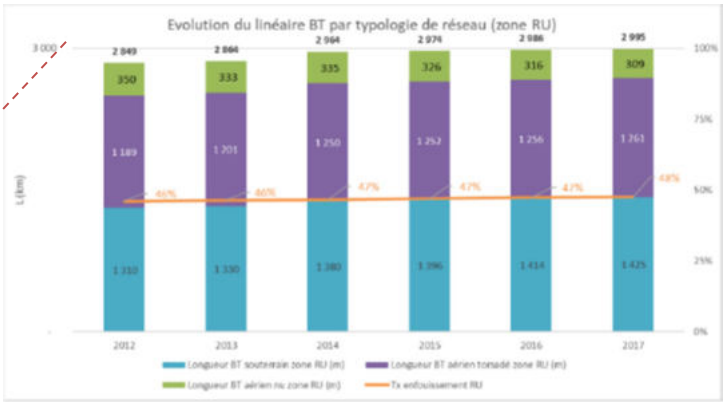
Constitution des réseaux

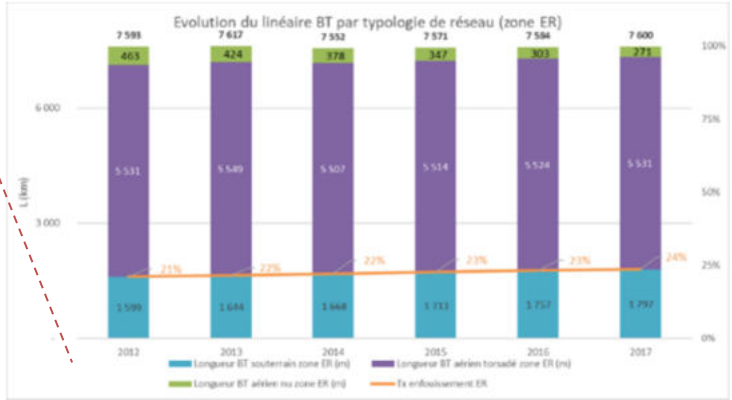
En 2017, le réseau BT est composé de 10 594 km (soit 0,03 km en moyenne par usager soit un ratio similaire à la moyenne observée sur un panel de territoires similaires) dont 3 222 km en réseau souterrain et 7 372 km en réseau aérien, soit un taux d'enfouissement BT de 30%.
La longueur de réseau BT entre 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 :

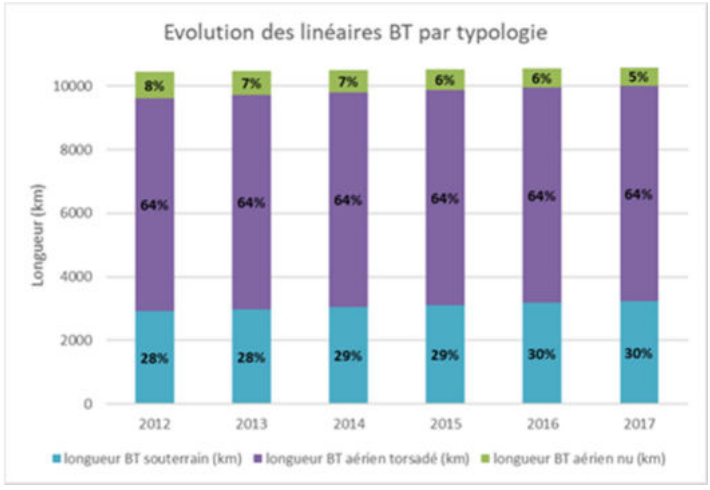
- Taux d'enfouissement de 48% en zone urbaine en progression de 1,59 point depuis 2012.
- Taux d'enfouissement de 24% en zone urbaine en progression de 2,6 points depuis 2012.

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.







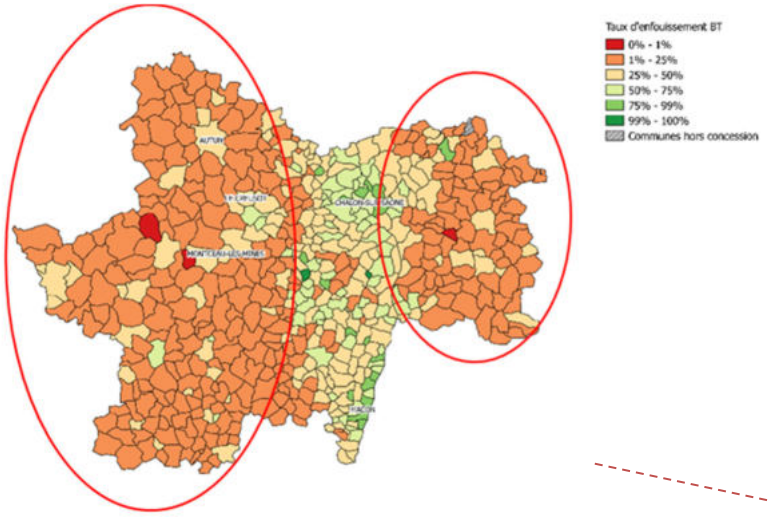


Source : Enedis - fichier ETRES_12 « Inventaire technique du réseau BT »

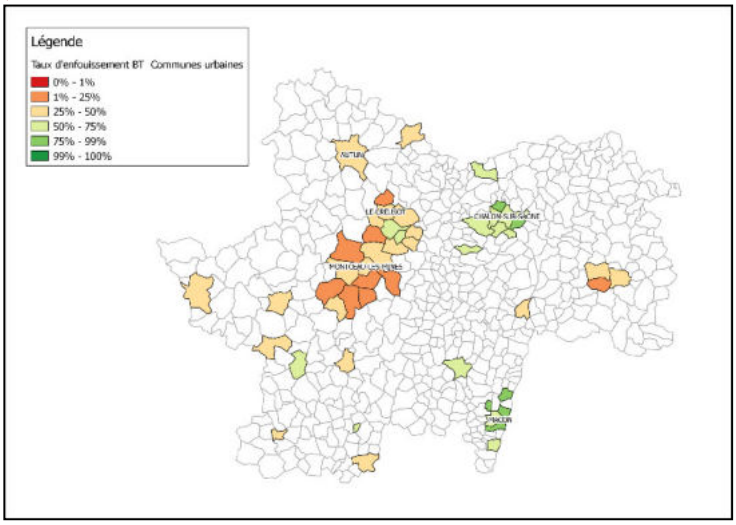
Envoyé en préfecture le 11/06/2021
Reçu en préfecture le 11/06/2021
Affiché le 11/06/2021
ID : 071-257102582-20210603-CS21_041-DE

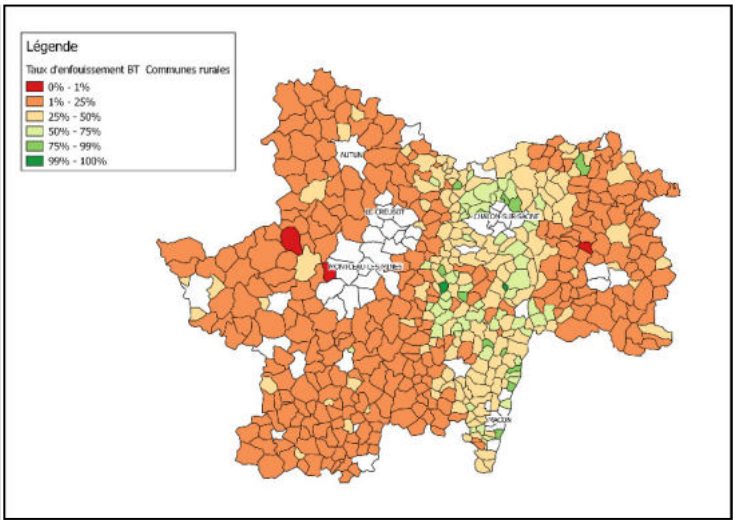
Taux d'enfouissement BT à la maille communale

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% (Dompierre-Sous-Sanvignes, Vérissey 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 »

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

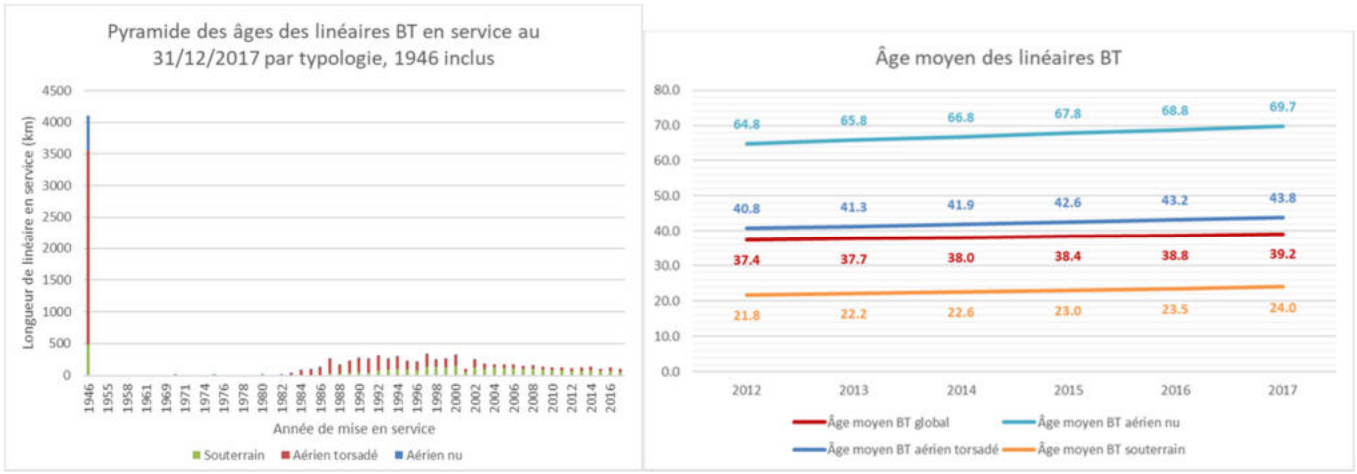
Pyramide des âges des linéaires BT

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.

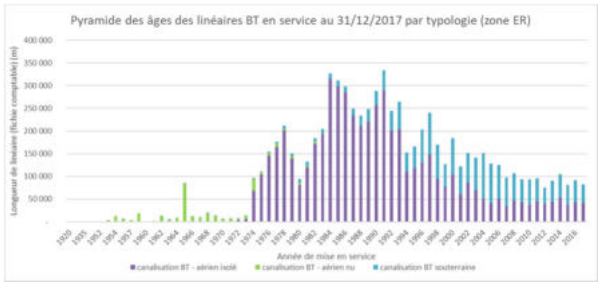


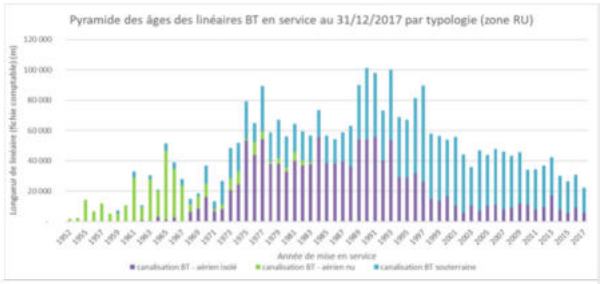
Source : Enedis - ETRES_12 « Inventaire technique du réseau BT »

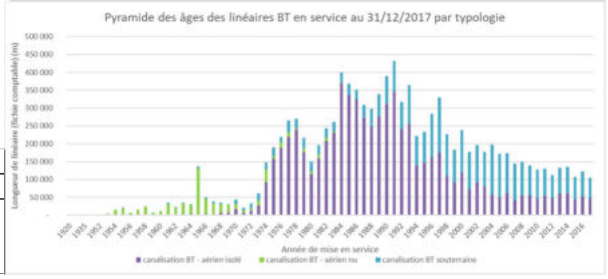
En l'absence de données fiables sur l'année de pose des linéaires BT dans l'inventaire technique, la pyramide ci-dessous est établie à partir des inventaires comptables en considérant l'année de mise en immobilisation comme année de mise en service.
Il ressort de ce graphique que la pose de réseau aérien 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.

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







	AGE MOYEN COMPTABLE			
	souterrain	torsadé	aérien nu	Tous linéaires
Tous régimes	18.85	27.87	51.34	26.51
Détail RU	22.50	29.65	52.05	28.66
Détail ER	16.00	27.46	50.60	25.67

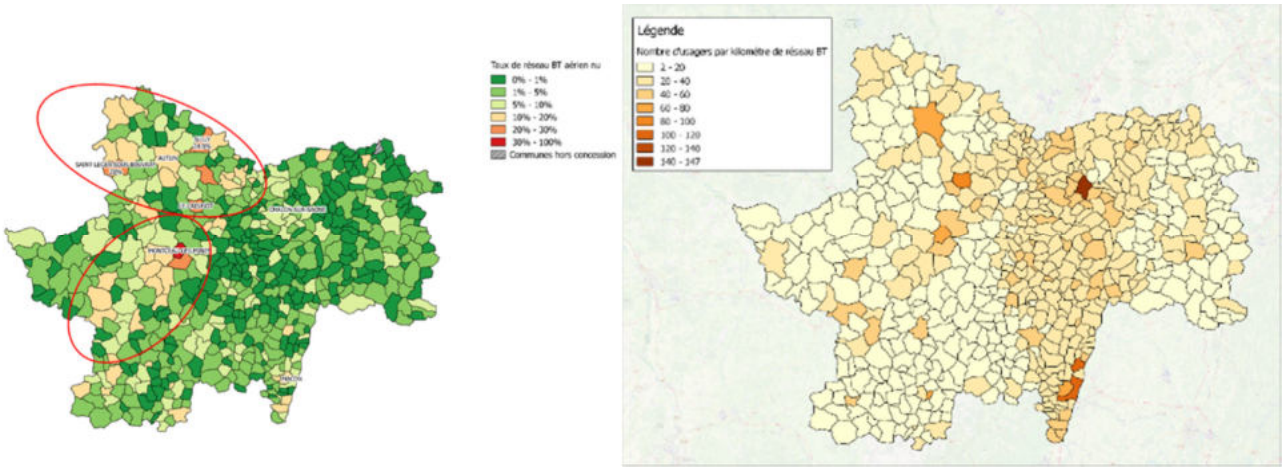
Source : Enedis – fichier comptable « Inventaire des ouvrages localisésen concession »

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

Points sensibles du réseau BT

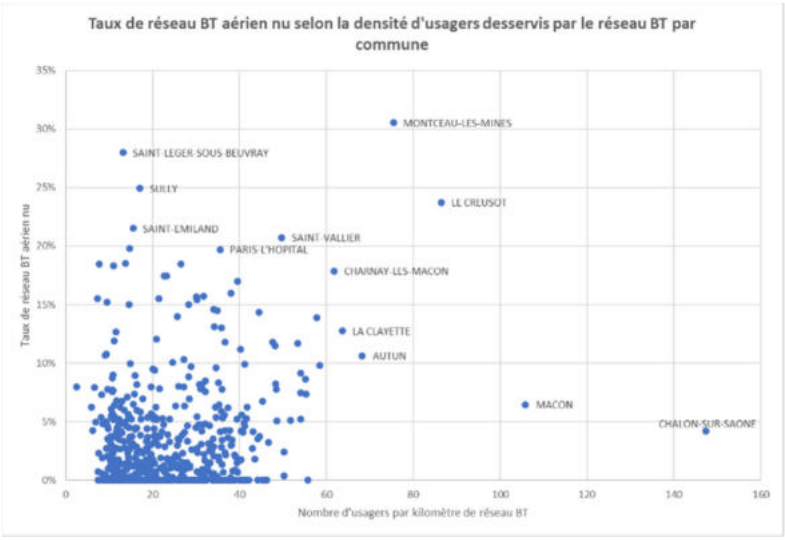
Le nord-ouest et l'ouest de la concession concentre les communes ayant les taux de réseau BT aérien nus les plus élevés du SYDESL.
31 communes en zone rurale (ER) ont un taux de réseau BT aérien nu supérieur à 10%, dont Saint-Léger-sous-Beuvray (28%), Le Sully (25%) et Saint-Emiland (21%).
Vingt communes 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.



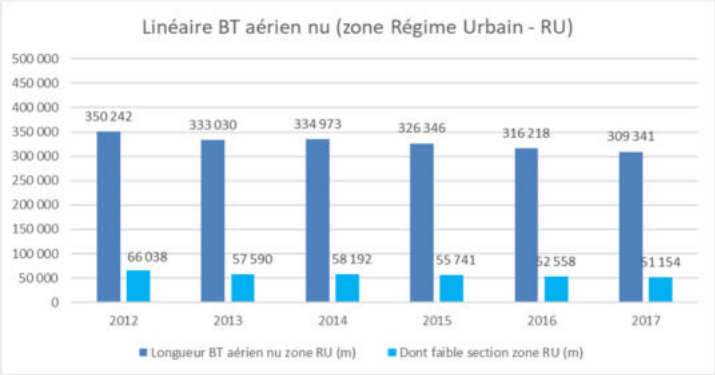
Source : Enedis - fichier ETRES_12 « Inventaire technique du réseau BT »

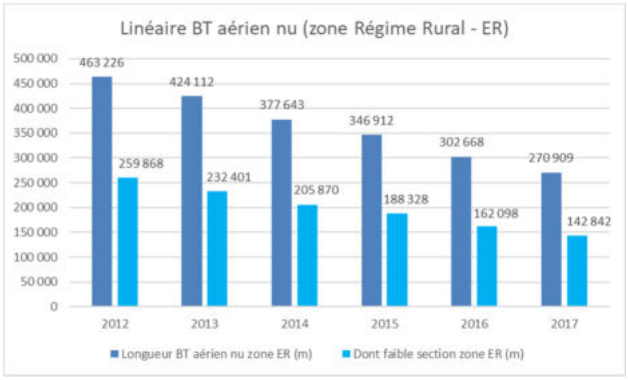
Envoyé en préfecture le 11/06/2021
Reçu en préfecture le 11/06/2021
Affiché le 11/06/2021
ID : 071-257102582-20210603-CS21_041-DE

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



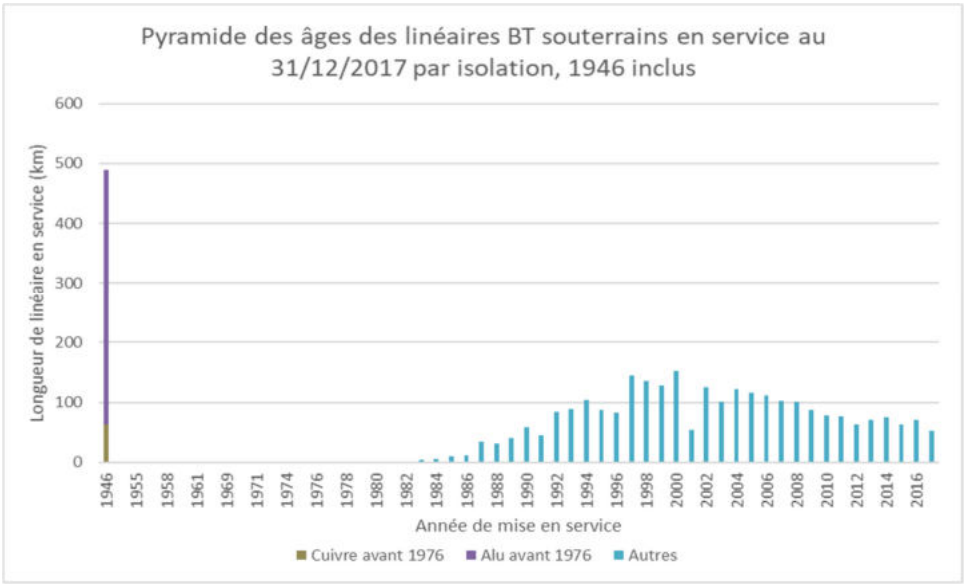


Envoyé en préfecture le 11/06/2021
Reçu en préfecture le 11/06/2021
Affiché le 11/06/2021
ID : 071-257102582-20210603-CS21_041-DE

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.

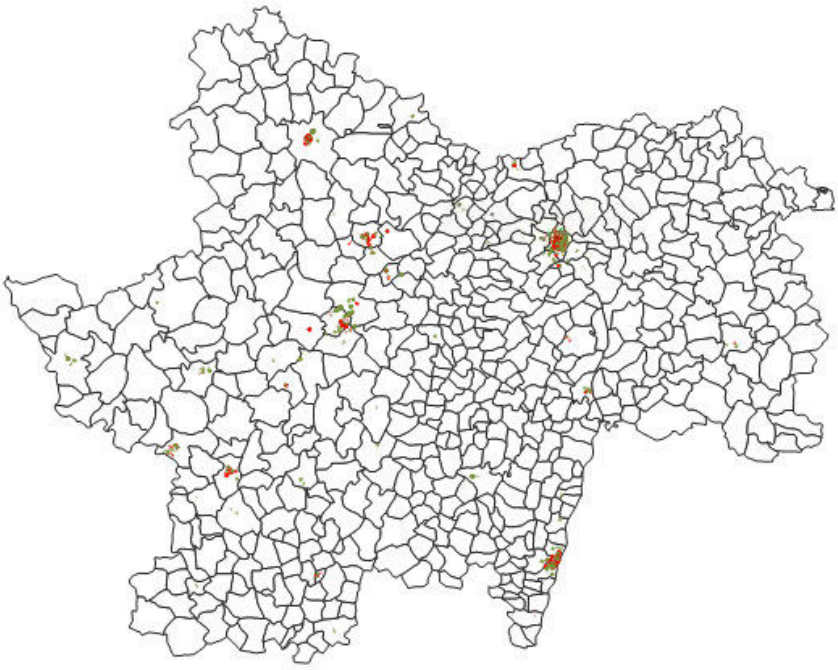


Les câbles BT souterrains de technologie ancienne (CPI ou NP) présentent des risques de défaillance plus élevés que les câbles récents. Ils sont essentiellement situés en zone urbanisée. Leur longueur cumulée identifiée sur la Saône et Loire représente **65 km soit 2 % du réseau BT souterrain.** Leur renouvellement est priorisé selon un critère tenant compte de la puissance du départ et du risque des tronçons

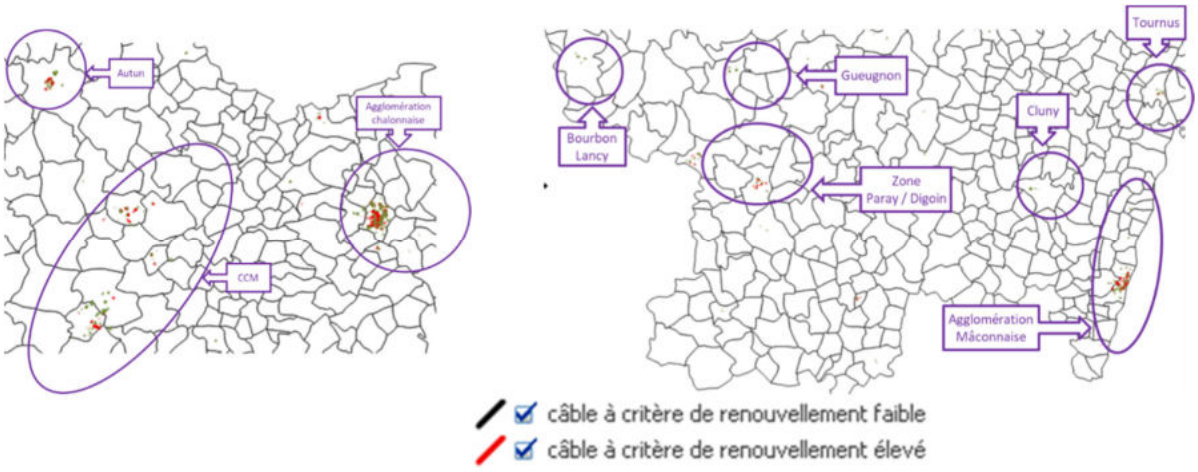
Les cartes ci-dessous présentent les localisations des réseaux BT, CPI et Neutre Périphérique (NP) sur le territoire de la concession. Les deux zooms suivants mettent en évidence les zones prioritaires selon le concessionnaire car elles concentrent les plus grandes quantités de linéaires ainsi que les linéaires sur lesquels l'impact des incidents est le plus fort.

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

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.

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

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.

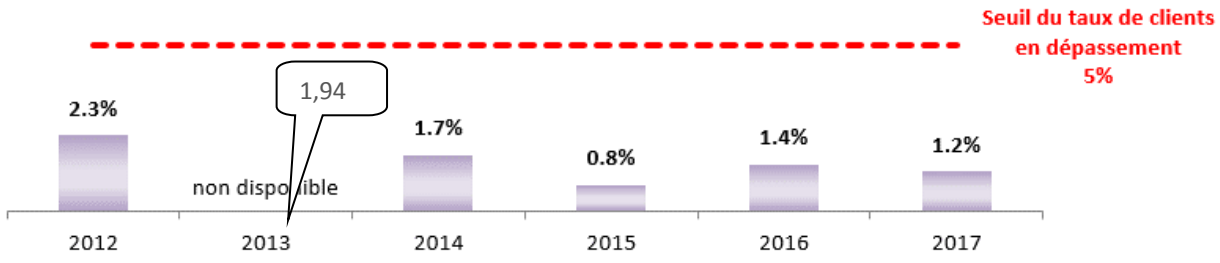
Les coupures brèves sont les interruptions de 1 seconde à 3 minutes qu'il subit au cours d'une année.

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 concessionnnaire a l'obligation de présenter un plan d'action à l'AODE.

Source : Enedis – Décret Qualité

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

2.2. Synthèse Décret Qualité, volet tenue de la tension

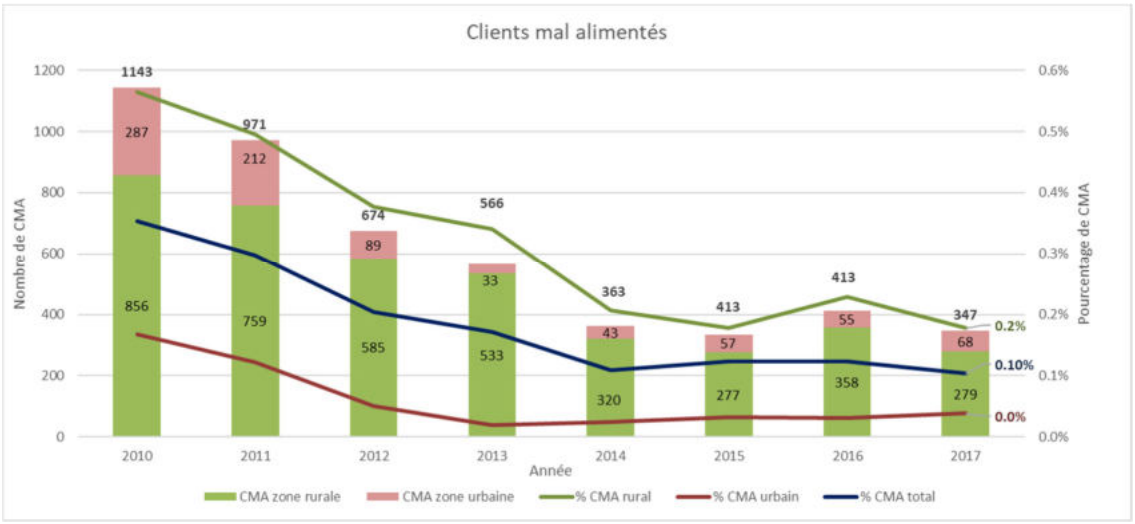
Un « Client est Mal Alimenté » au sens de la tenue de tension si ses points de connexion connaissent au moins une fois dans l'année, hors circonstances exceptionnelles, une tension BT à l'extérieur de la plage 230V + 10% - 10%.Au sens du décret qualité, le taux de CMA à respecter est fixé à 3% à la maille 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.



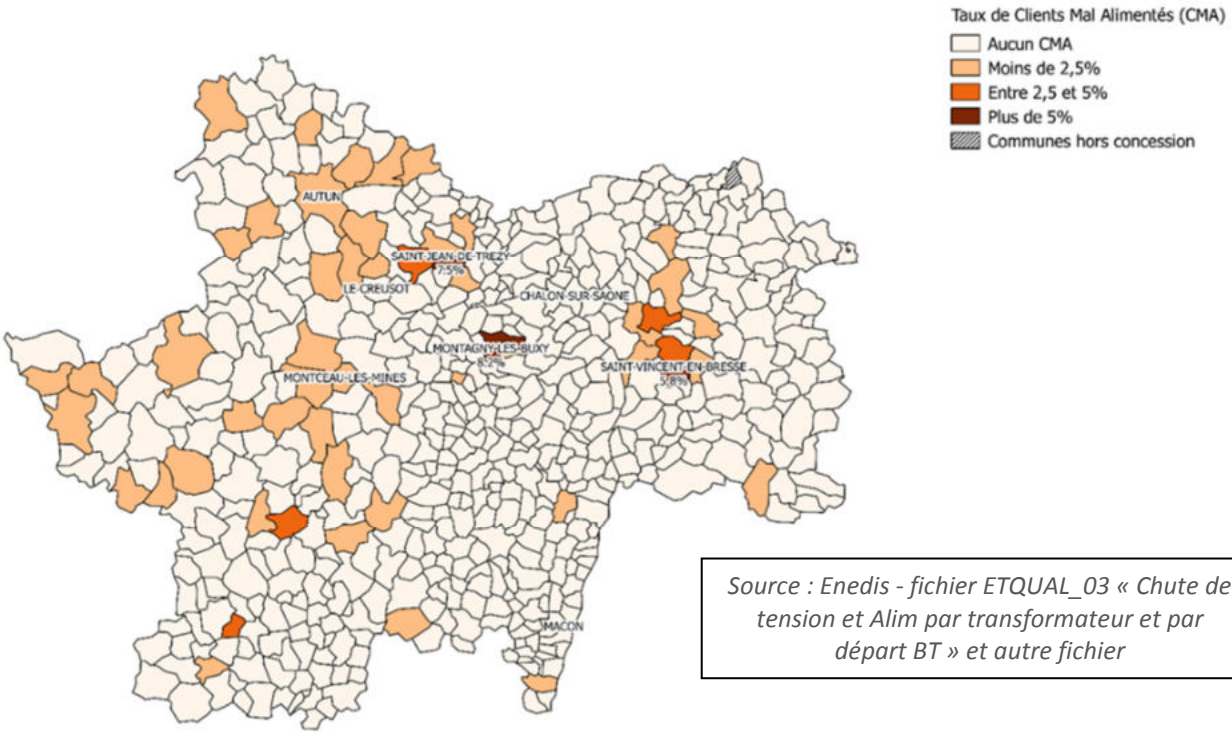
Source : Enedis - fichier ETQUAL_03 « Chute de tension et Alim par transformateur et par départ BT » et autre fichier

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%

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

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.

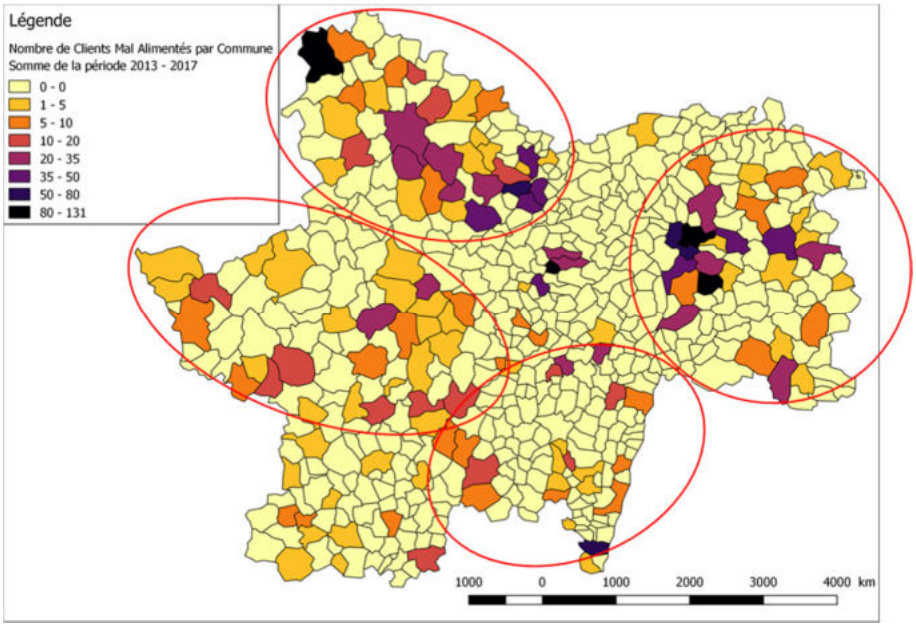
communes	CMA 2017	CMA 2016	CMA 2015	CMA 2014	CMA 2013	Somme CMA	Régime
BUXY	22	6	0	1	1	30	Urbain
SAINT-VINCENT-EN-BRESSE	18	19	19	14	31	101	Rural
SAINT-GERMAIN-DU-PLAIN	17	19	4	2	4	46	Rural
SAINT-ETIENNE-EN-BRESSE	16	0	0	1	5	22	Rural
SAINT-JEAN-DE-TREZY	16	12	18	19	4	69	Rural
L'ABERGEMENT-SAINTE-COLOMBE	15	34	15	33	18	115	Rural
SAINT-PIERRE-DE-VARENNES	15	6	0	0	0	21	Rural
LA CHAPELLE-DE-GUINCHAY	13	3	13	15	31	75	Rural
MONTAGNY-LES-BUXY	12	58	16	34	11	131	Rural
LA MOTTE-SAINT-JEAN	12	0	0	0	0	12	Rural
ANOST	11	21	27	10	20	89	Rural
PERRECY-LES-FORGES	11	0	4	4	4	23	Urbain
SAINT-SERNIN-DU-PLAIN	11	17	19	1	2	50	Rural
BISSEY-SOUS-CRUCHAUD	10	10	4	4	4	32	Rural
AUTUN	9	1	18	3	4	35	Urbain
CURGY	9	9	0	0	0	18	Rural
SAINT-CHRISTOPHE-EN-BRESSE	9	9	6	19	18	61	Rural
COUCHES	8	5	0	5	0	18	Rural
MONTCEAU-LES-MINES	8	20	2	0	0	30	Urbain
SAINT-MARTIN-EN-BRESSE	8	8	0	8	0	24	Rural
ANTULLY	7	7	2	6	0	22	Rural
SAINT-BERAIN-SUR-DHEUNE	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

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

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 »

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

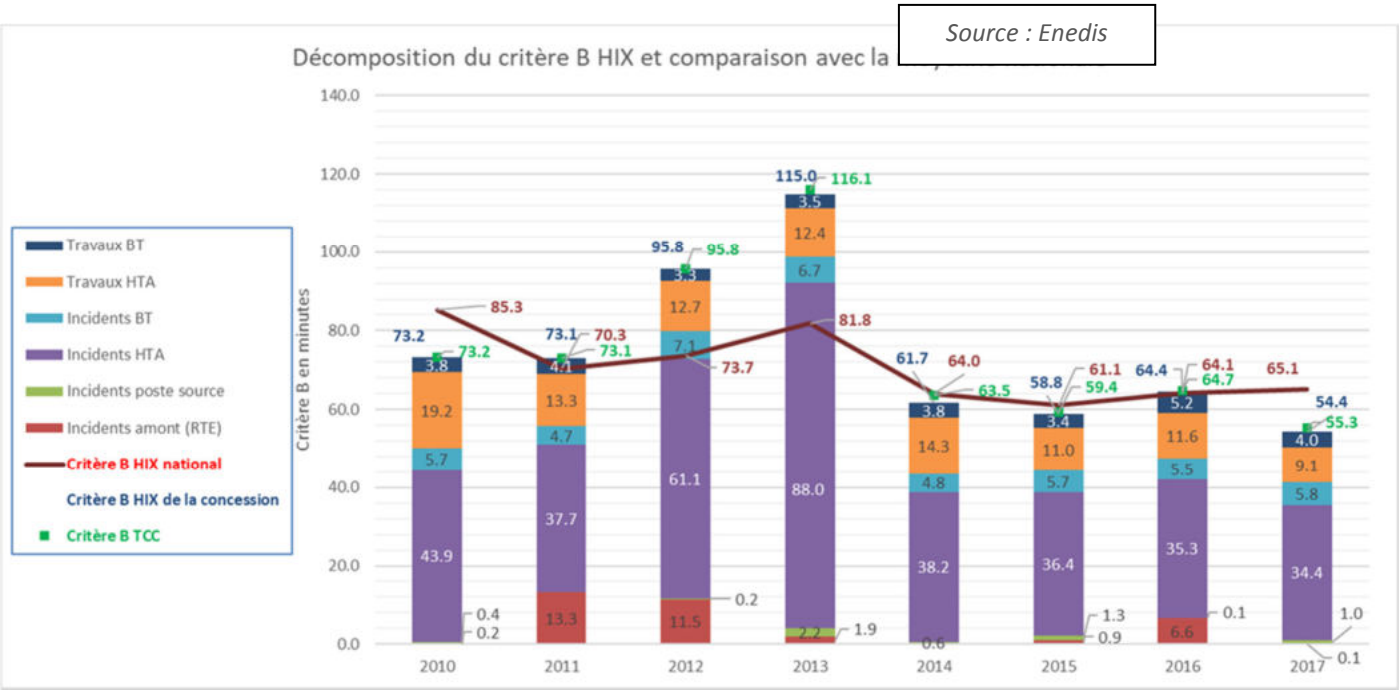
Les départs HTA en chute de tension de plus de 5% font l'objet d'étude technique. Il s'agit d'un facteur d'influence au sens de l'évaluation de la tenue de tension BT (décret qualité).
A fin 2017, la concession compte 8 départs (sur 317) au-delà de cette valeur de chute de tension soit 2,5% des départs 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.

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

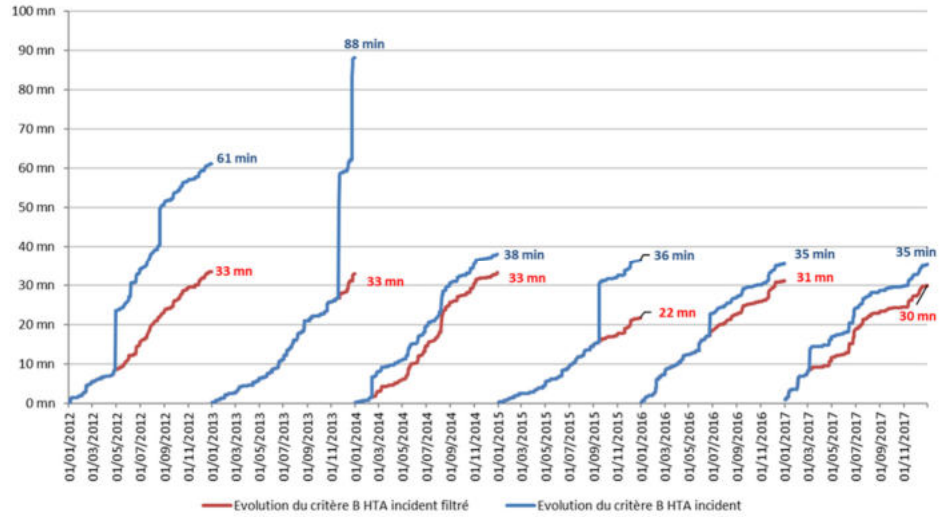
Evolution du Critère B filtré des jours dont le critère b est de plus de 3 minutes de la concession sur incident HTA HIX

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.

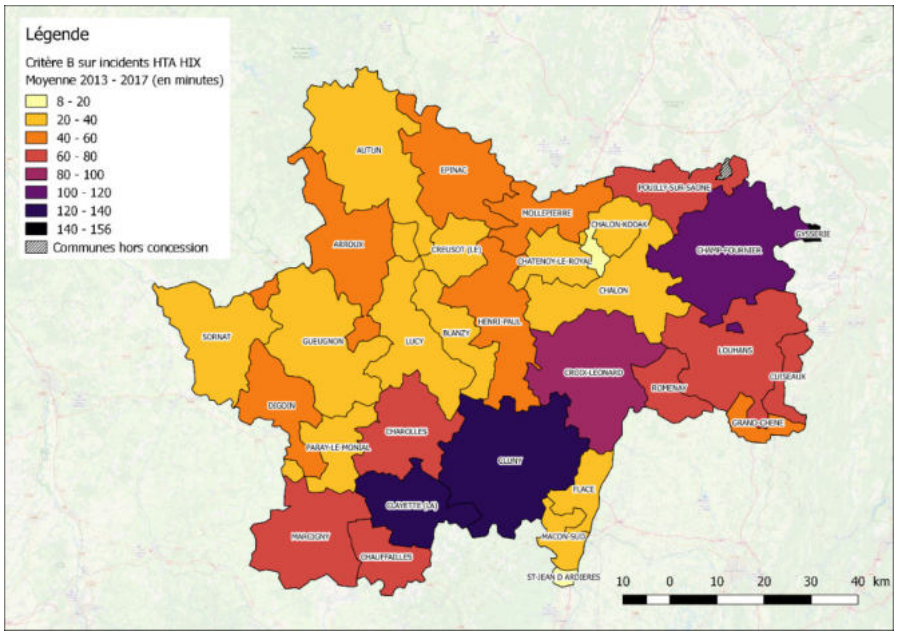


Source : Enedis - fichier ETINC_18a « Interruptions longues HTA et amont »

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

Estimation du critère B HIX moyen (2013 – 2017) par zone de desserte des postes sources (source SYDESL)

La carte montre que les parties sud-ouest et nord-est de la concession sont particulièrement sensibles :
La zone de desserte du Poste Source GYSSERIE a le critère B moyen le plus élevé en 2017 (156 minutes), mais il faut relativiser l'impact de ce poste source sur la concession car ce poste source dessert principalement une autre concession et seulement 500 usagers du SYDESL. Le deuxième poste source dont la zone de desserte a le critère B moyen le plus élevé est le poste Clayette (La), à 124 minutes.
14 zones de desserte de Postes sources ont un critère B sur incidents HTA HIX supérieur à 50 minutes sur la période 2013 - 2017 et 91 départs HTA ont eu un critère B sur incidents HTA HIX moyen supérieur à 50 minutes en 2017.
Sur la période 2013 – 2017, la concession a subi l'impact de plusieurs tempêtes (vent, neige et grêle) telles que DIRK (décembre 2013), TINI (février 2014), Henry (septembre 2015), RusiKa (février 2016), Zeus (6 mars 2017) ou encore des orages en période estivale en juillet 2014 et juin 2016. Chacun de ces évènements ont été les principaux contributeurs au critère B HIX annuel.
Or les réseaux HTA aériens sont particulièrement sensibles à ce genre d'évènements climatiques non exceptionnels et peuvent exposer la concession à des interruptions de fourniture longues chaque année.



Source : Enedis - fichier ETINC_18a « Interruptions longues HTA et amont » et autres fichiers

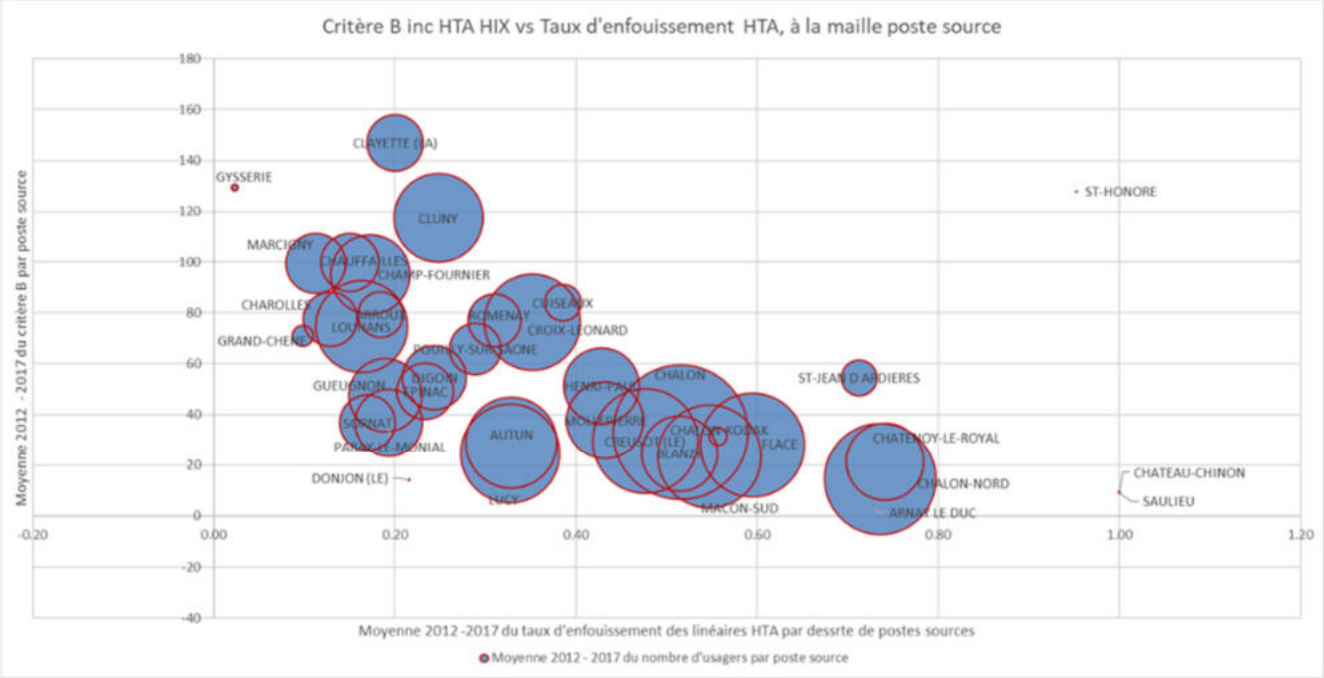
Estimation du critère B HTA HIX par zone de desserte des postes sources dans la concession

Les réseaux en aval des 23 postes ayant un critère B moyen 2012 – 2017 supérieur à 35 minutes ont tous un taux d'enfouissement inférieur à 40%, hormis pour les postes ST-Honoré et ST-Jean d'Ardières, qui desservent un nombre moindre d'usagers.
Un poste source parmi les sept plus de 100 000 usagers a un critère B moyen supérieur à 35 minutes (Croix-Léonard à 76 minutes)
Les quatre postes sources qui ont le critère B moyen le plus élevé sur la période 2012 - 2017 sont :

- Gysserie, à 156 minutes mais avec un impact limité sur la concession car ne desservant que 500 usagers sur le territoire du SYDESL.
- Clayette (La), à 124 minutes et desservant 35 029 usagers sur le territoire du SYDESL.
- Cluny, à 122 minutes et desservant 87 685 usagers sur le territoire du SYDESL.
- ST-Honoré, à 128 minutes mais avec un impact limité sur la concession car ne desservant que 15 usagers sur le territoire du SYDESL.

Le critère B moyen sur incidents HTA HIX 2012 – 2017 de 11 des 13 postes sources où le taux d'enfouissement du réseau aval est supérieur à 40% est inférieur à 50 minutes (la moyenne des Postes ST-Honoré et ST-Jean d'Ardières est biaisée par le faible nombre d'usagers desservis).

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



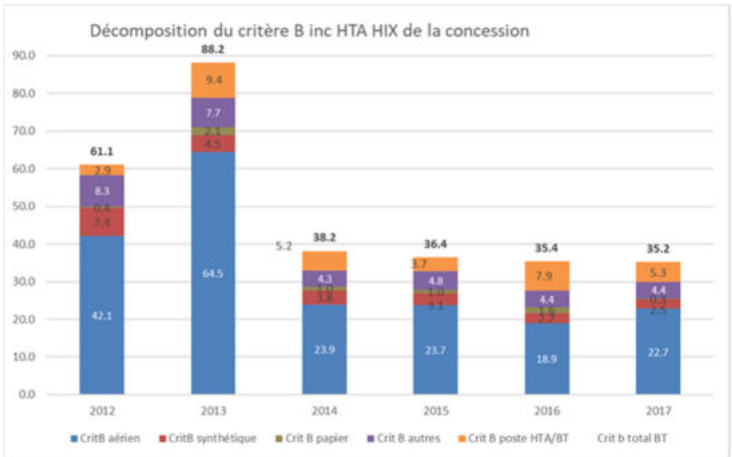
Source : Enedis - fichier ETINC_18a « Interruptions longues HTA et amont » et autres fichiers

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

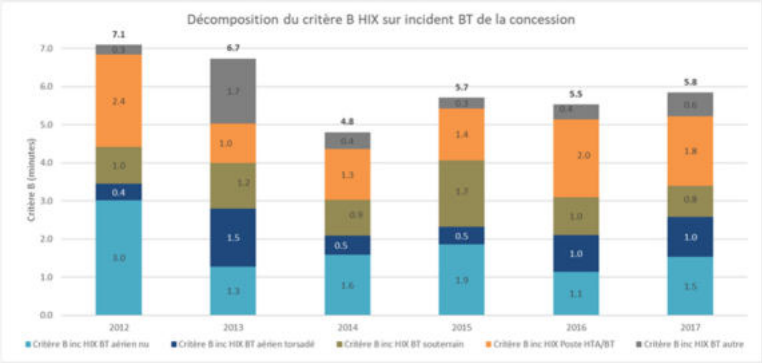
Sur la période 2012 - 2017, **les linéaires aériens nus ont contribué à 29% du temps de coupure sur incidents BT alors qu'ils ne représentaient que 7% du linéaire BT total en moyenne sur cette même période**.
Les postes HTA-BT sont le deuxième siège qui ont contribué le plus au critère B avec 28% du 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%.

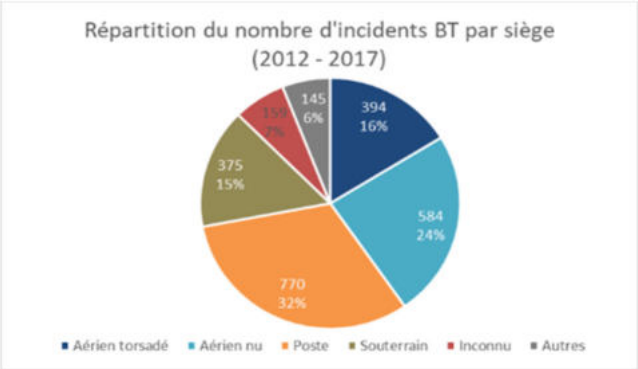
Envoyé en préfecture le 11/06/2021
Reçu en préfecture le 11/06/2021
Affiché le 11/06/2021
ID : 071-257102582-20210603-CS21_041-DE

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 %)

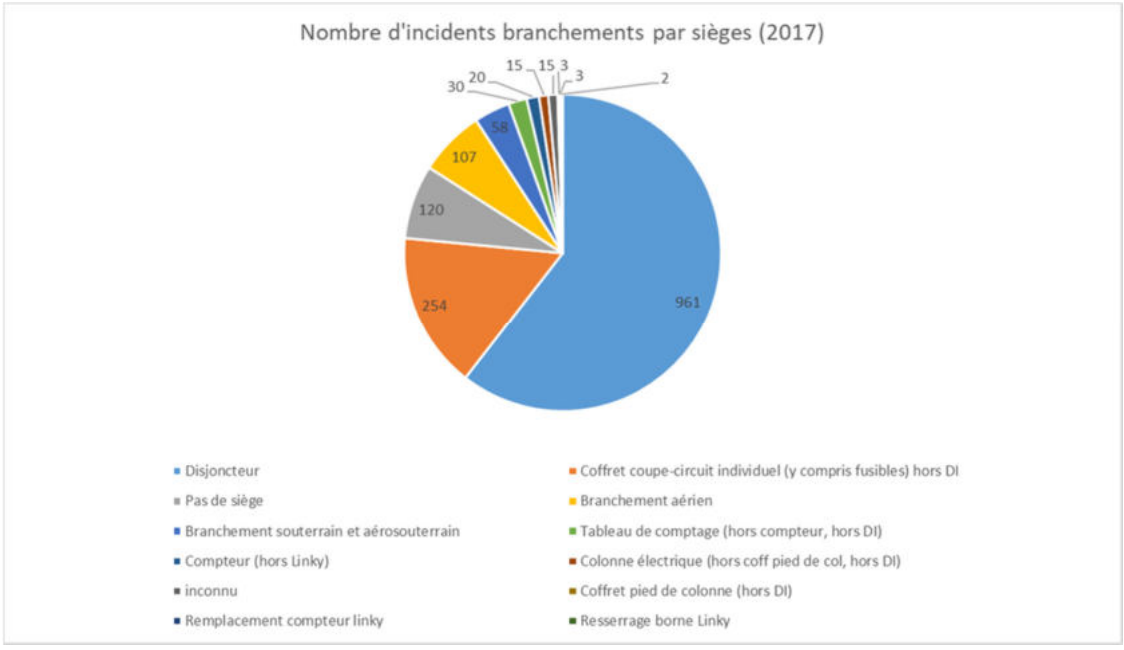




Source : Enedis - fichier ETINC_28 « Interruptions longues BT » et autres fichiers

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 »

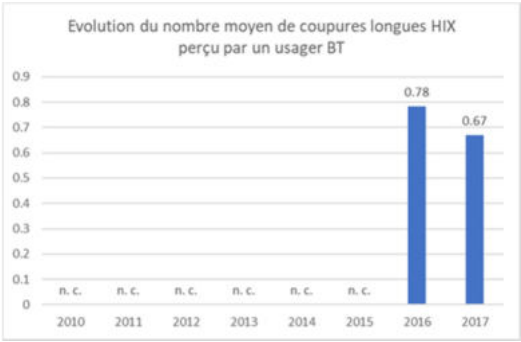
Envoyé en préfecture le 11/06/2021
Reçu en préfecture le 11/06/2021
Affiché le 11/06/2021
ID : 071-257102582-20210603-CS21_041-DE

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)

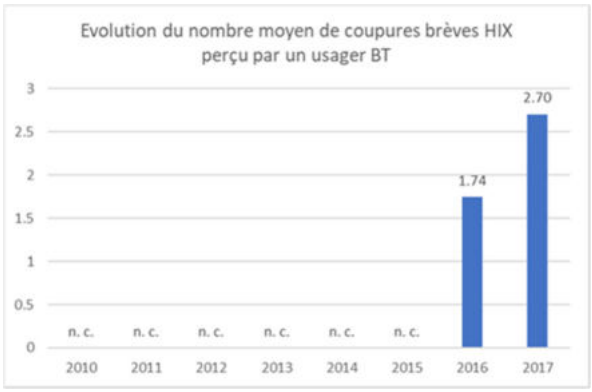
Le graphique ci-dessous montre le nombre moyen de coupures longues HIX perçu par les usagers BT sur les années 2016 et 2017 sur la concession (données antérieures non communiquées).



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 départs ont eu des CB sur la période 2012 – 2017.



Exercie	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 départs ont eu des CTB sur la période 2012 – 2017.

Exercie	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	CHAINT	31

Source : Enedis - fichier ETINC_05a « Synthèse des éléments de continuité de fourniture »

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

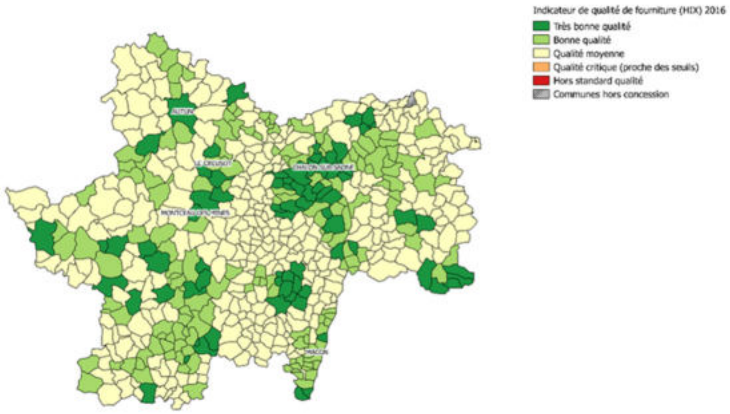
2.4.4. Indicateur de qualité de fourniture (HIX)

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.

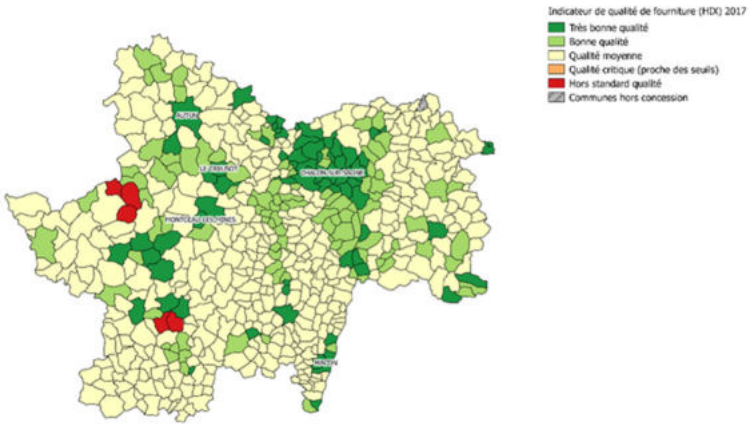
	Très bonne qualité	*Bonne qualité*	*Qualité moyenne*	*Qualité critique*	*Hors standard qualité*
Coupures longues	<1	1≤...<1,5	1,5≤...<3	3≤...≤6	Au moins supérieur à 1 des seuils (6, 30, 70)
Coupures brèves	<2	2≤...<5	5≤...<18	18≤...≤30	
Coupures très brèves	<4	4≤...<10	10≤...<30	30≤...≤70	

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

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

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.

Synthèse : Clients en dépassement	2013	2014	2015	2016	2017
Nb de clients BT et HTA en dépassement	14 526	5 532	2 595	4 633	3988
	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%

Coupures brèves	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%

Coupures Longues	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%

Durée de coupures longues	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	3589
	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

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

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
Cause	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	

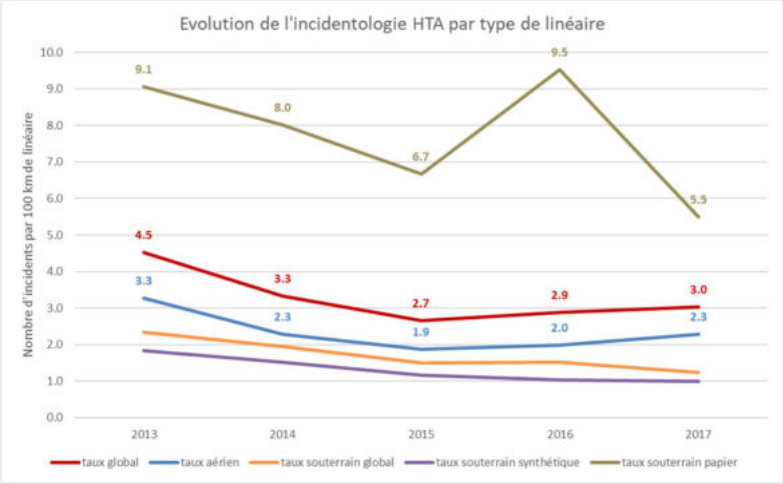
Répartition du NiTi des incidents HTA par siège et par cause 2012 - 2017		Siège									
		Aérien			Poste	Souterrain		Autres	Inconnu	Tous sièges confondus	
		Ligne	Accessoire	Support		CPI	Autres				Moyenne /an
Cause	Climatique	26.9%	10.4%	6.1%	2.0%	0.0%	0.5%	4.9%	0.0%	50.7%	24.9 min
	Défaillance des 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

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

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 linaires 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
Total	**7**	**1875**	**15**	**5546**

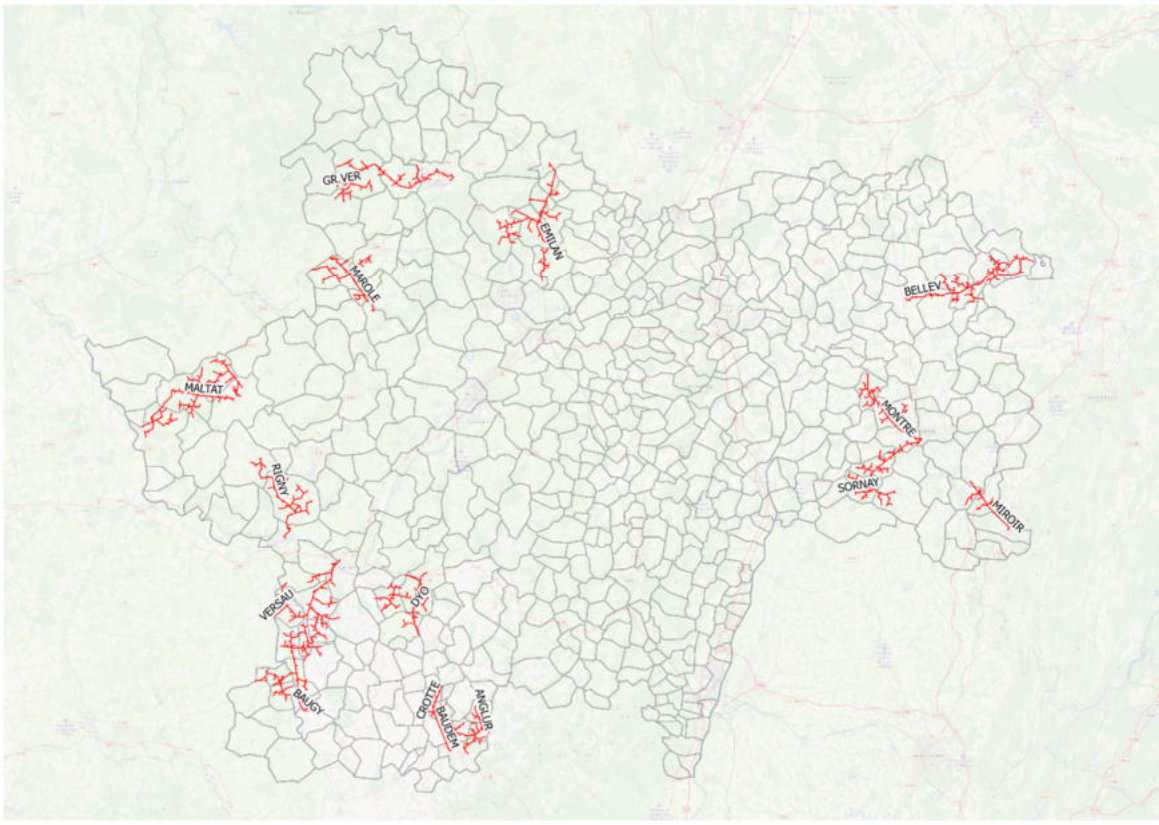
Envoyé en préfecture le 11/06/2021
Reçu en préfecture le 11/06/2021
Affiché le 11/06/2021
ID : 071-257102582-20210603-CS21_041-DE

Répartition des départs les plus contributeurs au critère B

Classement	depart hta	Poste Source	Crit B inc HTA HIX en minutes (2017)	Crit B inc HTA HIX en minutes (2016)	Crit B inc HTA HIX en minutes (2015)	Crit B inc HTA HIX en minutes (2014)	Crit B inc HTA HIX 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 HIX (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	447	1 162	232	260	10	14.34	1	1	5	13.9	81%	-	28
6	**SORNAY**	LOUHANS	349	370	4	118	115	956	191	987	12	4.26	9	9	3	56.3	94%	-	-
7	MONTRE	LOUHANS	309	-	67	-	-	376	75	1 153	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	DYO	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	CUISEAUX	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 départs HTA membres du Top 15 (2017)



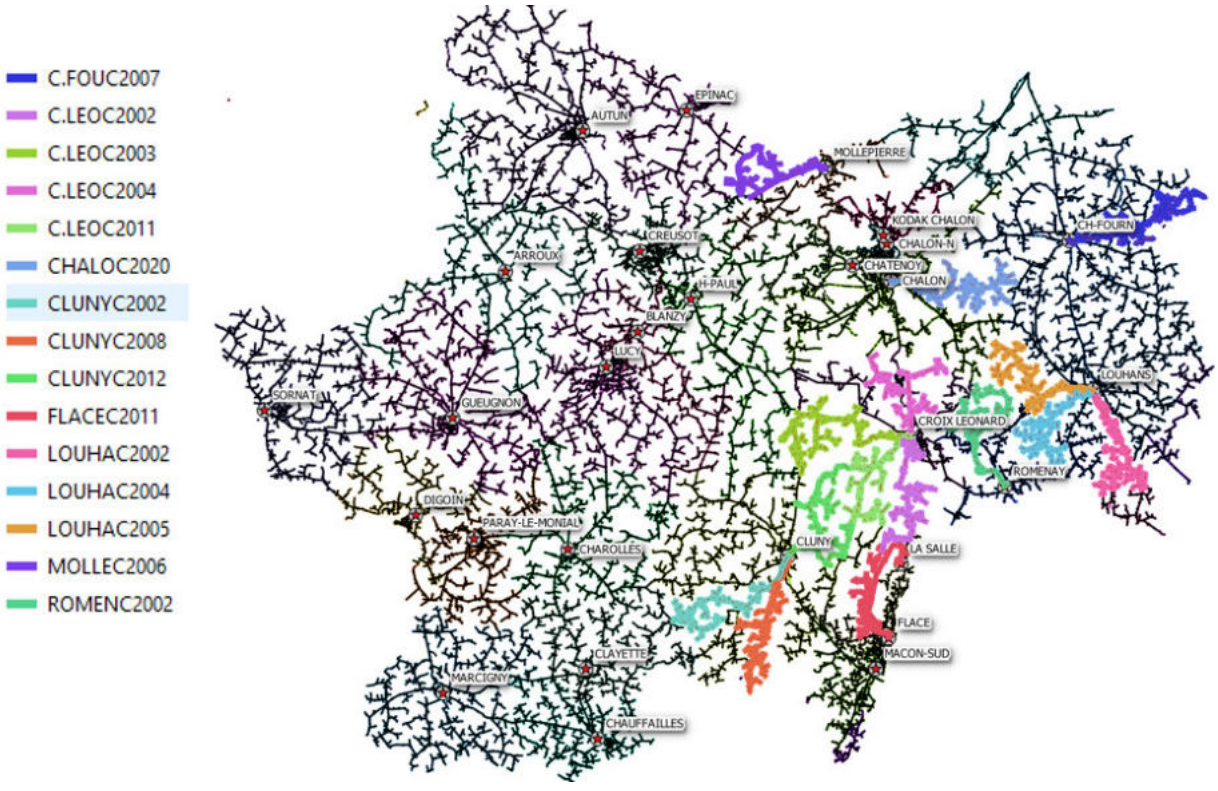
La démarche TOP 15 : Enedis définit les départs HTA les plus contributeurs au critère B ; ils sont classés selon leur critère B (hors incidents RTE, BT et hors travaux) moyen corrigé (sans l'année mini et l'année maxi) sur une période de 5 ans.

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

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 :



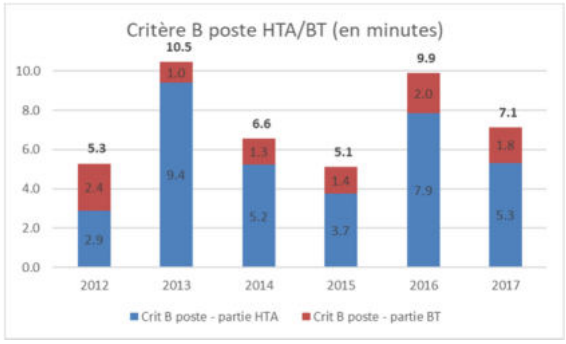
Envoyé en préfecture le 11/06/2021
Reçu en préfecture le 11/06/2021
Affiché le 11/06/2021
ID : 071-257102582-20210603-CS21_041-DE

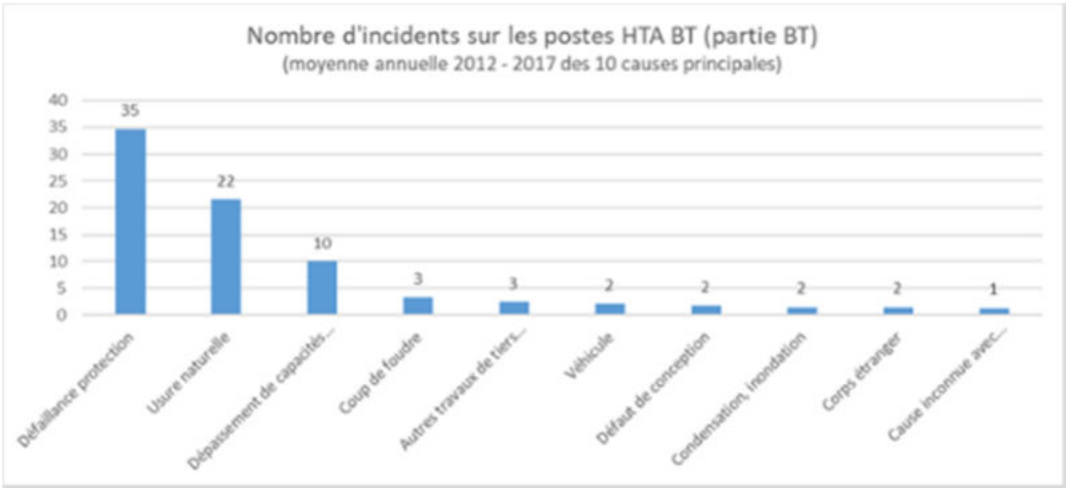
3.1.2. Fiabilité des postes HTA/BT

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					
		armoire de coupure	poste HTA/BT: partie BT	poste HTA/BT: partie HTA	Transformateur HTA/BT	Tous sièges confondus	
Cause	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 NiTi des incidents sur postes HTA/BT par siège et par cause 2012-2017		Siège					
		armoire de coupure	poste HTA/BT: partie BT	poste HTA/BT: partie HTA	Transformateur HTA/BT	Tous sièges confondus	
Cause	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.

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

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.

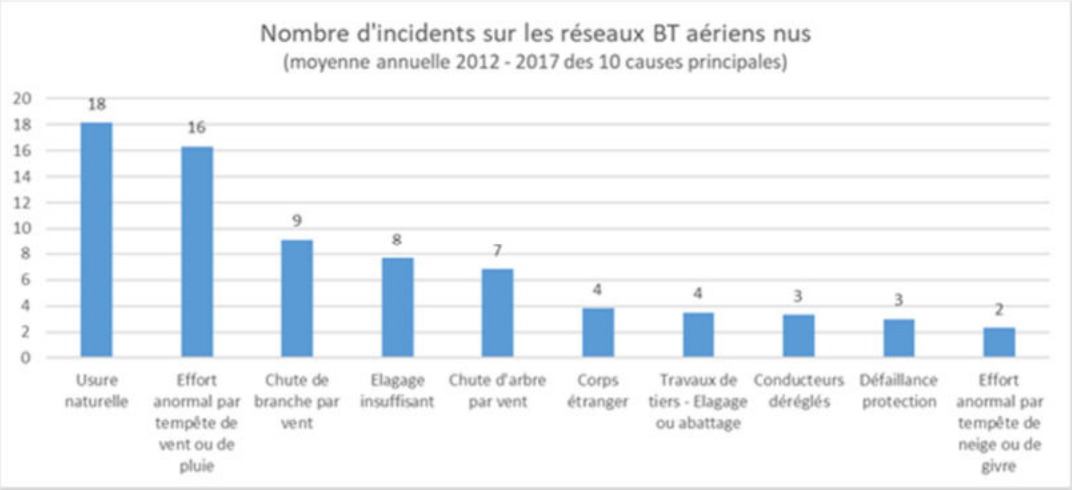
La défaillance des ouvrages représente 46% du nombre d'incidents et 43% (soit 2,5 minutes) du temps de coupure de 2012 à 2017.

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 deuxième 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							
		Aérien nu	Aérien torsadé	Poste	Souterrain	Autres	Inconnu	Tous sièges confondus	
Cause	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							
		Aérien nu	Aérien torsadé	Poste	Souterrain	Autres	Inconnu	Tous sièges confondus	
Cause	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	

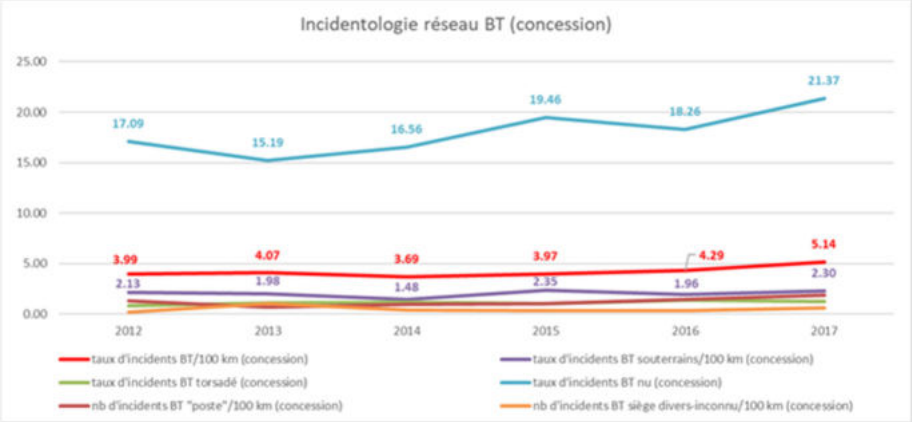


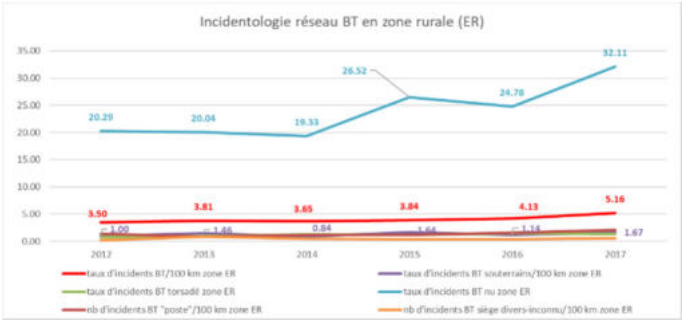
Source : Enedis - fichier ETINC_28 « Interruptions longues BT »et autres fichiers

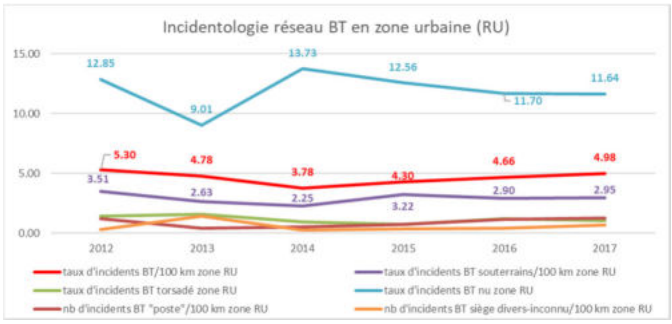
Envoyé en préfecture le 11/06/2021
Reçu en préfecture le 11/06/2021
Affiché le 11/06/2021
ID : 071-257102582-20210603-CS21_041-DE

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

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

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.

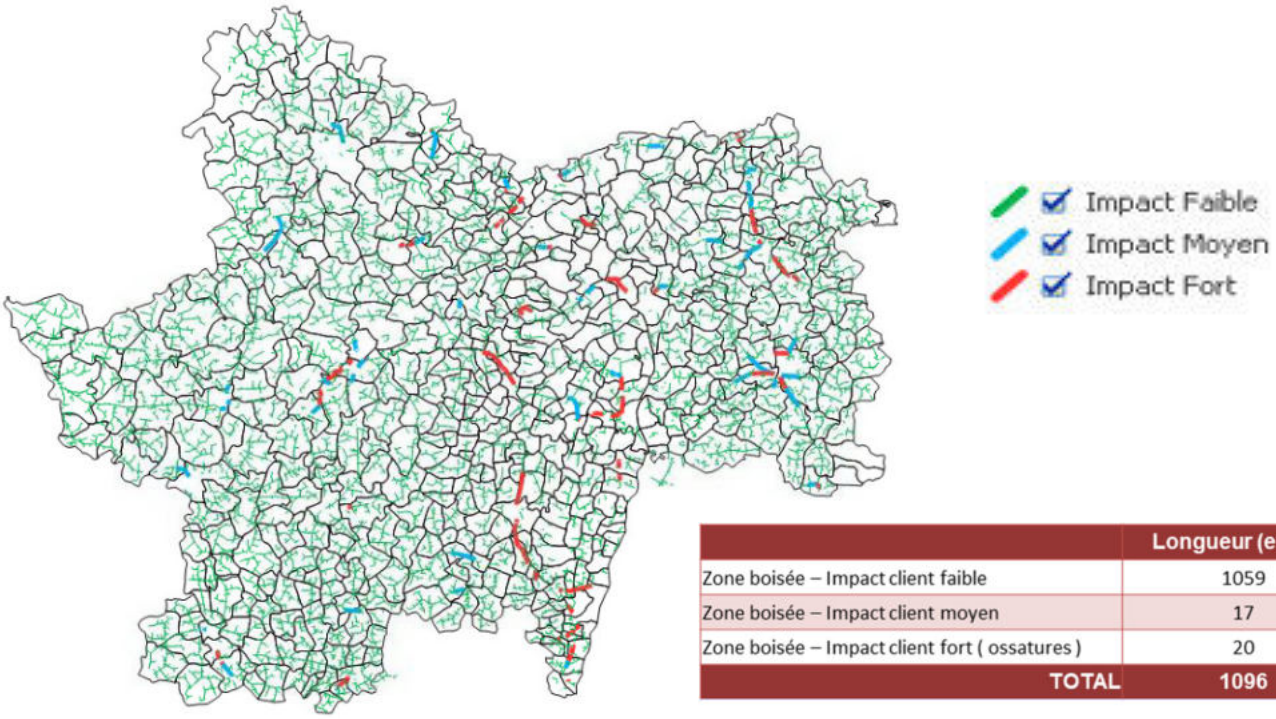
Envoyé en préfecture le 11/06/2021
Reçu en préfecture le 11/06/2021
Affiché le 11/06/2021
ID : 071-257102582-20210603-CS21_041-DE

3.3. Analyse des risques pouvant affecter le réseau

3.3.1. Analyse technique du réseau vis-à-vis du risque climatique

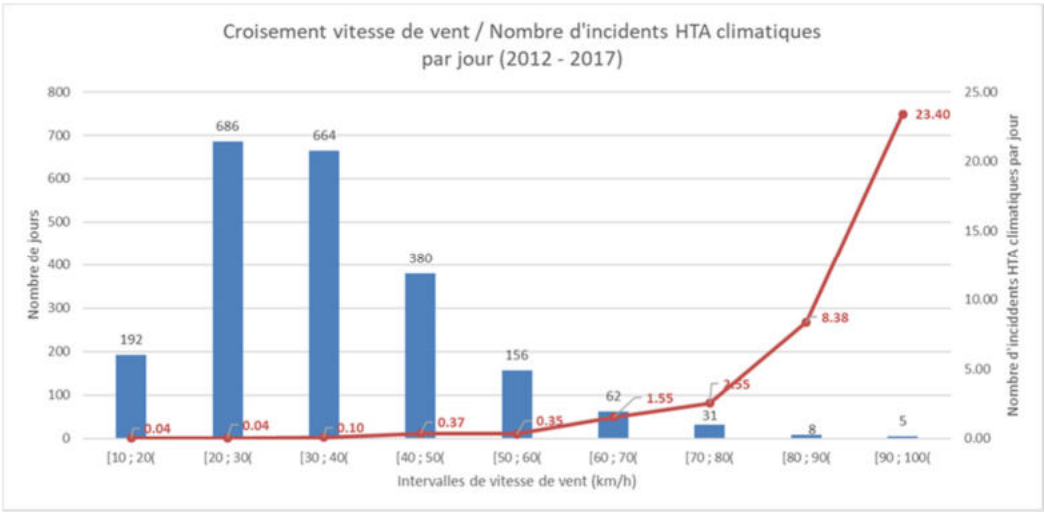
Sur la Saône et Loire, seul le risque climatique « zone boisée » est présent.
L'impact client est évalué en tenant compte de la puissance en aval du tronçon.
Les zones à impact fort sont traitées en priorité.
Peu de tronçons à risque climatique d'impact fort et moyen.

Carte des réseaux aériens HTA à risque climatique



	Longueur (en Km)
Zone boisée – Impact client faible	1059
Zone boisée – Impact client moyen	17
Zone boisée – Impact client fort (ossatures)	20
TOTAL	1096

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.



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

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

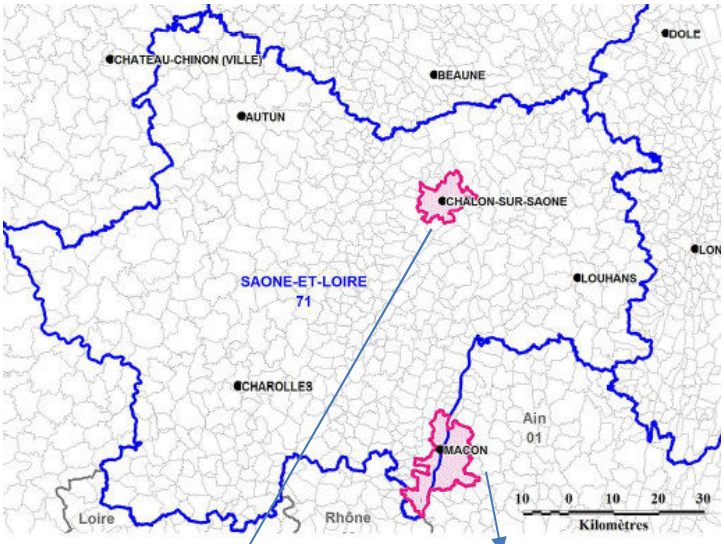
Or le taux d'incidents HTA climatique par jour augmente de manière exponentielle avec la vitesse des rafales. Et 88% des incidents climatiques HTA ont eu lieu au cours des jours avec des rafales supérieures à 60 km/h.
Les réseaux sont particulièrement sensibles dès 80 km/ h de vent, et les épisodes de 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 » ([1]) : aucun poste source concerné et 82 postes HTA/BT concernés.

Cartographie des risques inondations en Saône-et-Loire (source Enedis)



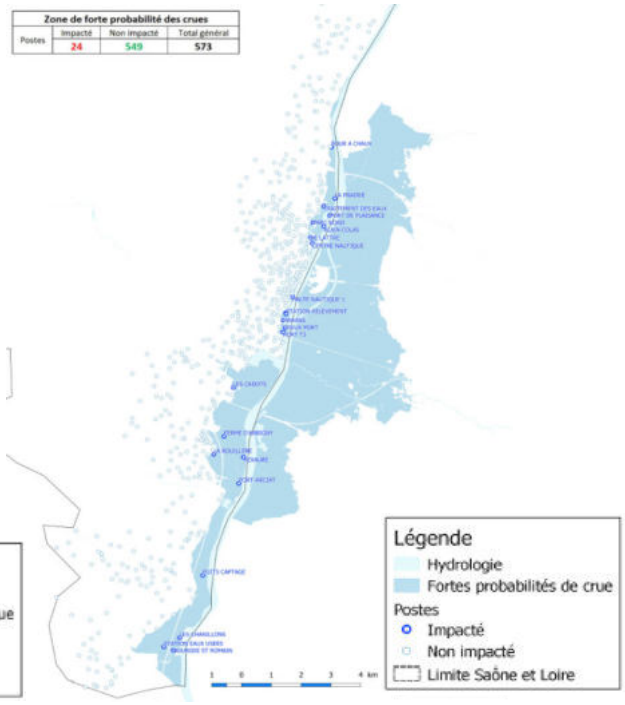
Zone de forte probabilité des crues			
	Impacté	Non impacté	Total général
Postes	32	546	578

Zone de forte probabilité des crues			
	Impacté	Non impacté	Total général
Postes	24	549	573

[1] 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

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

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%

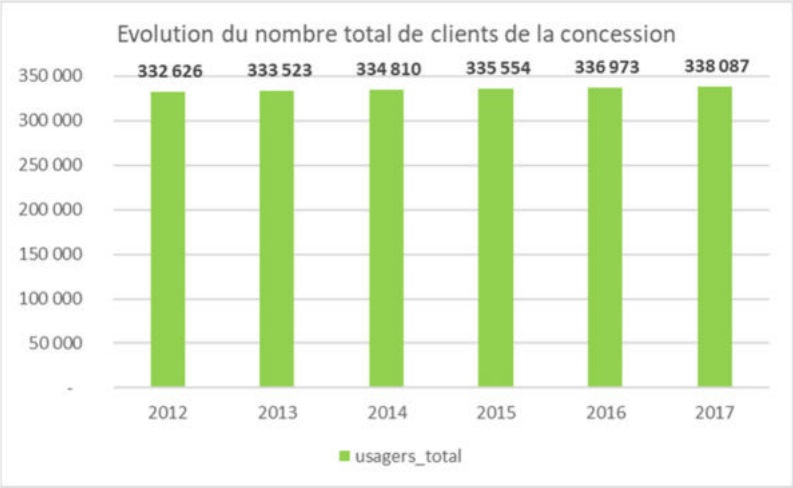
Envoyé en préfecture le 11/06/2021
Reçu en préfecture le 11/06/2021
Affiché le 11/06/2021
ID : 071-257102582-20210603-CS21_041-DE

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.



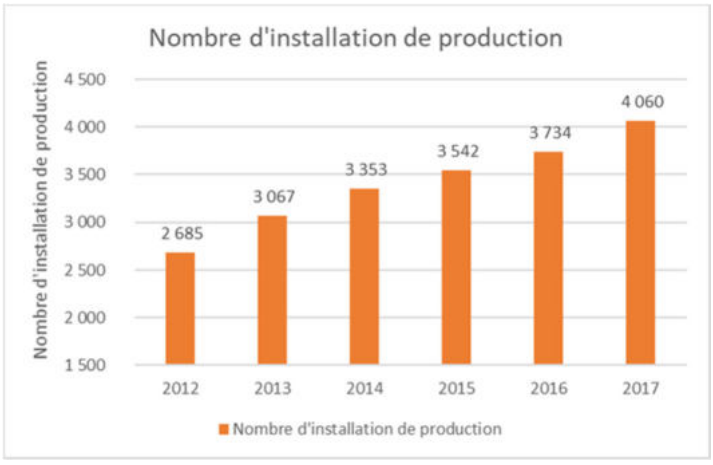
Source : Enedis - CRAC

4.1.2. Evolution du nombre de clients raccordés au réseau en injection

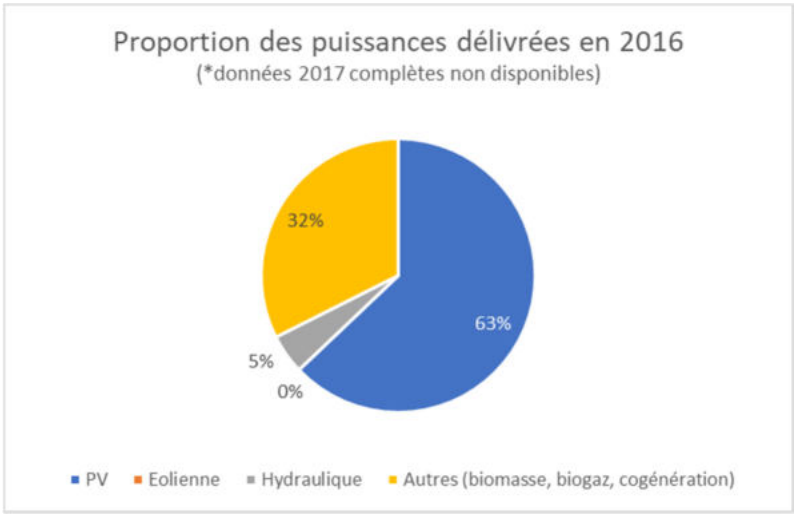
Sur la période 2012 - 2017 le nombre d'installation de production a fortement augmenté, de 51%.

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.



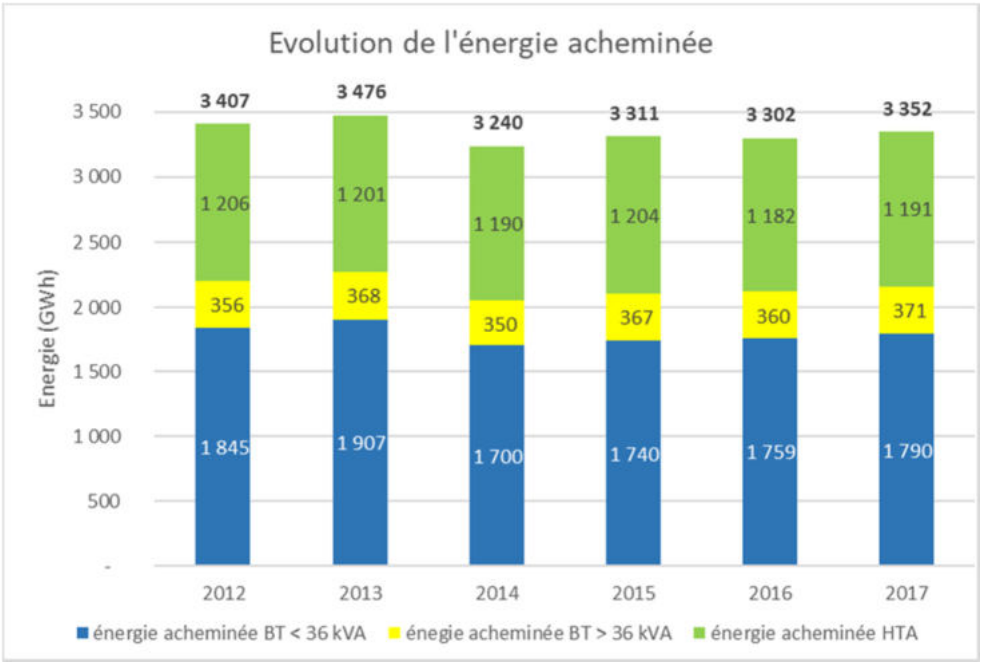
Envoyé en préfecture le 11/06/2021
Reçu en préfecture le 11/06/2021
Affiché le 11/06/2021
ID : 071-257102582-20210603-CS21_041-DE



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 km² se situe au 7ème rang des départements métropolitains par la taille. En 2018 il représente 18 % de la superficie de la région Bourgogne Franche-Comté (47 783 km²).

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

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.

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

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 départs, ont été en contrainte de tension (>5%) en 2017 et/ou sur les années antérieures. Ces départs sont ciblés, étudiés. La plupart des départs 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 évènements 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.**

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

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 connaitre 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 le tenue des ouvrages…**
- **Attente de fiabilisation des indicateurs de qualité et continuité grâce au déploiement des compteurs communicants.**

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

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

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

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.

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

- Renouvellement des câbles souterrains HTA et BT incidentogènes (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**

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

Des valeurs repères associées aux différents leviers permettent d'élaborer et 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.

Leviers à mettre en œuvre	Valeurs repère pour le schéma directeur à 30 ans
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**

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

Ambition n°2 : Développer les réseaux électriques de demain, mais aussi accueillir les 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
Développer la technologie SMART GRIDS au service de la modernisation de l'exploitation des réseaux	**- Traitement par automatisation (Organe Manœuvre Télécommandé) des 82 poches identifiées** **- Equipement de détecteurs de défaut sur concentrateur (DD-K) sur les postes HTA/BT identifiés comme point de première intervention prioritaire**
Renforcement pour accompagner le développement du territoire et l'insertion des EnR	**- Respecter le seuil de tenue de tension du décret qualité**

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

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.

Leviers à mettre en œuvre	***Quantités d'ouvrages PPI (2021-2024)***	***Indicateur de suivi (1)***	***Indicateur d'évaluation (2)***
Gestionnaire du réseau de distribution			
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*
Autorité concédante			
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

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

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.

Leviers à mettre en œuvre	***Quantités d'ouvrages PPI (2021-2024)***	***Indicateur de suivi (1)***	***Indicateur d'évaluation (2)***
Gestionnaire du réseau de distribution			
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
Autorité concédante			
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).

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

Engagement financier prévisionnel sur les priorités de la concession (M€)	PPI 2021-2024	du SDI/PPI
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		
Total de l'engagement (hors postes sources)	**16,3 M€**	

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.

Type de priorité/programme sur 4 ans	*Quantité*	*Montant année N*	*Montant cumulé*
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			

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 suivi synthétique des prévisions d'investissement est effectué selon le tableau ci-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			

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

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[1].

[1] 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.

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 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, 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'usager 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 :

$C = (1 – r) . (Cf_E + Cv_E \times L_E)$

Où L_E est la longueur de l'extension, Cf_E et Cv_E sont des éléments du barème élaboré par le concessionnaire. Cf_E et Cv_E 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.

$P = (1 – s) . Cf_B$

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.

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

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'usager 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'usagers 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'usagers, la puissance de raccordement prise en compte est la somme des puissances de raccordement demandées.

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 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.

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

ANNEXE 4

TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE L'ELECTRICITE
CONFORMEMENT A L'ARTICLE L. 337-4 DU CODE DE L'ENERGIE

Tarifs (a) au 1er 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	Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)	(en c€/kWh)	(en c€/kWh)
Version A				
Puissance souscrite ≤ 6 kVA	66,96	6,36	9,94	3,63
Puissance souscrite > 6 kVA	66,96	6,36	10,34	3,63
Version 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.

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

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

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

	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

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

Tarifs (a) au 1er février 2021 conformément à la décision ministérielle du 26 janvier 2021 relative aux 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

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

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 puissanc	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

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

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)
Version A	105,12	6,84
Version B	105,12	6,72

	Prix de l'énergie - flux alloproduits (en c€/kWh)					
	Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
Version A	7,34	9,88	9,32	12,96	10,06	28,61
Version B	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

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

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.

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

Tarifs (a) au 1er février 2021 conformément à la décision ministérielle du 26 janvier 2021 relative aux 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)				
			Hiver			Eté	
			Pointe	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 (b)	

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)			
			Hiver		Eté	
			Pointe Mobile	Heures Hiver	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 (b)	

* 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)				
			Hiver			Eté	
			Pointe	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		Prix (en €/kW)	Coefficients par poste				
des dépassements		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

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

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	0,76	0,76
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.

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

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'horo-saisonnalité, 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

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

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, indemnisations 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

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

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 ;

- lisibilité : 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.

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

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 :
  - Particuliers ;
  - Collectivités locales ;
  - 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:
  - réalisées sous le monopole de gestionnaire de réseau public d'Enedis (Catégorie 1) ;
  - 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.

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

- **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

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

ANNEXE 7

CONDITIONS GENERALES DE VENTE POUR LES CLIENTS RESIDENTIELS

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

Conditions Générales de vente
d'électricité aux tarifs réglementés pour les clients résidentiels en France métropolitaine continentale. Juillet 2018

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* 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*. Elles sont en outre remises à tout client souscrivant un contrat de fourniture d'électricité au tarif réglementé conformément à la règlementation 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 *prorata 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.

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 défaut, les consommations font l'objet d'une estimation *prorata 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* 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*.
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*.
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*, *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.

6-2 Périodicité de la facturation

Sous réserve de dispositions particulières, 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*.
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 :

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

- 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. A 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* 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*, sur le site *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 factures d'électricité. À compter de la date de dépôt d'une demande d'aide relative à une 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.

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

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'avéreraient 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* 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* 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*.

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

Le client dispose d'un nouveau délai de deux mois pour saisir directement et gratuitement le Médiateur national de l'énergie sur le site *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 ».

Pendant la durée du contrat, EDF met à disposition du client, un espace client personnel sécurisé sur le site *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* .

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*

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*.

La consommation d'électricité doit être sobre et respectueuse de l'environnement.

© EDF-2018 – PART3013-2018 – Le Groupe EDF est certifié ISO 14 001 – Imprimé sur du papier 100% recyclé
Juillet 2018

EDF SA
22-30 avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08 - France
Capital de 1 463 719 402 euros
552 081 317 R.C.S. Paris

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

L'énergie est notre avenir, économisons-la !

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

L'ELECTRICITE EN RESEAU

Direction Clients et Territoires

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

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
- 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. 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 communicant 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.

Enedis - Tour Enedis
34 Place des Corolles
92079 Paris La Défense Cedex
enedis.fr

SA à directoire et à conseil de suiveillance
Capital de 270 037 000 euros
R.C.S. Nanterre 444 608 442
© Copyright Enedis 2017

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 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.

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.

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

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» 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

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

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, 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 ;

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

- 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.

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

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'Energie, 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.

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 Groupe EDF est certifié ISO 14 001 - 100% papier recyclé Mai 2020

CONDITIONS GÉNÉRALES DE VENTE d'électricité aux tarifs réglementés pour les clients non résidentiels en France métropolitaine continentale Tarif Bleu

1er janvier 2021

À compter du 1er 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 assuré 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 alimenté(s) 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.

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

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 *prorata 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 *prorata 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 factu-rations 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 règlementation 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* 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.

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

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 communiquant**
  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 1er 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 facturation. 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.

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

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'avéreraient 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* » 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* ».
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.

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

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*, 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*.
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

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

L'énergie est notre avenir, économisons-la !

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

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 :

- Lorsque le client dispose d'un Contrat Unique :
  - 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) ;
  - 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 ;
  - 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 engage le seul Fournisseur à l'égard du client.

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

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.

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.
- 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. 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 ;

- 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 ;

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

- transmettre à RTE, et le cas échéant au Responsable d'Equilibre désigné [illegible] 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 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.

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

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

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

D342-18 à D342-21 du code de l'énergie (rénovation complète des installations, mise 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 ;

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

- de mettre à disposition du Fournisseur en Contrat Unique l'ensemble [illegible] 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.

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

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.

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

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.

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

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 évènement 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.

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

En outre, en application de l'article D322-1 du code de l'énergie et de l'article 1 du cahier des charges 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 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 évènement 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 évènement 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.

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

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 .