

**Cahier des charges de concession pour le service public
du développement et de l'exploitation du réseau public de distribution
d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs
réglementés de vente**

Le présent document comporte, en italique et en retrait, les commentaires
qu'appellent certaines des dispositions prévues.
Les textes cités en référence dans les commentaires sont ceux en vigueur à la date de signature du présent cahier
des charges. Les commentaires ne comptent pas comme alinéas.

SOMMAIRE

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	19
CHAPITRE III ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIETAUX	22
Article 15 — Mise à disposition de données pour accompagner la transition énergétique	22
Article 16 — Insertion des énergies renouvelables	22
Article 17 — Etudes d'impact sur les réseaux	23
Article 18 — Aménagement de l'espace urbain	24
Article 19 — Infrastructures de recharge de véhicules électriques	24
Article 20 — Déploiement des compteurs communicants	25
Article 21 — Maîtrise de la demande en électricité	26
Article 22 — Lutte contre la précarité énergétique	27
Article 23 — Territoires à énergie positive	28
Article 24 — Service de flexibilité local	29
Article 25 — Réseaux électriques intelligents	29
Article 26 — Responsabilité sociale et environnementale	30
CHAPITRE IV CONDITIONS DE SERVICE AUX CLIENTS	31
Article 27 — Principes généraux	31
Article 28 — Obligations du gestionnaire du réseau de distribution et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente	32
Article 29 — Branchements	35
Article 30 — Contribution des tiers aux frais des raccordements sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution	36
Article 31 — Installations intérieures - Postes de livraison et/ou de transformation	36
Article 32 — Surveillance du fonctionnement des installations des clients raccordées aux ouvrages concédés	37

Article 33 — Appareils de mesure et de contrôle	38
Article 34 — Vérification des appareils de mesure et de contrôle	39
Article 35 — Niveaux de qualité, nature et caractéristiques de l'énergie livrée	40
Article 36 — Continuité de service	42
Article 37 — Modification des caractéristiques de l'énergie livrée	43
Article 38 — Gestion de crise affectant le réseau	43
Article 39 — Conditions de service aux clients aux tarifs réglementés de vente d'électricité	44
Article 40 — Traitement des réclamations	47
CHAPITRE V TARIFICATION	48
Article 41 — Principes généraux régissant la tarification des fournitures aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente	48
Article 42 — Principes généraux régissant la tarification de l'utilisation du réseau public de distribution et les prestations annexes	49
CHAPITRE VI COMMUNICATION DES DONNEES RELATIVES A LA CONCESSION	50
Article 43 — Inventaire des ouvrages	50
Article 44 — Contrôle et compte-rendu annuel d'activité	51
Article 45 — Cartographie du réseau	53
Article 46 — Pénalités	53
Article 47 — Mise à disposition dématérialisée d'informations	54
CHAPITRE VII TERME DE LA CONCESSION	55
Article 48 — Durée de la concession	55
Article 49 — Renouvellement ou expiration de la concession	55
CHAPITRE VIII DISPOSITIONS DIVERSES	57
Article 50 — Conciliation et contestations	57
Article 51 — Impôts, taxes et contributions	57
Article 52 — Modalités d'application de la TVA	58
Article 53 — Agents du gestionnaire du réseau de distribution	59
Article 54 — Élection de domicile	59
Article 55 — Documents annexés au cahier des charges	59

CHAPITRE I

DISPOSITIONS GENERALES

Article 1 — Service concédé

Le présent cahier des charges a pour objet la concession accordée par **le Syndicat Départemental d'Énergie d'Ille-et-Vilaine (SDE35)**, 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 à l'article 3 de la convention de concession.

La mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'énergie électrique consiste à assurer la desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de distribution, dans le respect de l'environnement, et le cas échéant l'interconnexion avec les pays voisins, pour garantir la continuité du réseau, le raccordement ainsi que l'accès dans des conditions non discriminatoires aux réseaux publics de distribution.

Le concessionnaire, en sa qualité de gestionnaire de réseau de distribution, exerce dans sa zone de desserte exclusive la mission ci-dessus pour laquelle il a été désigné par le législateur aux articles L. 111-52 et L. 121-4 du code de l'énergie. Il accomplit cette mission, telle que définie aux articles L. 322-8 et suivants du code précité, dans le respect des principes posés par son article L. 121-1. Il est notamment chargé de :

- 1° Définir et mettre en œuvre les politiques d'investissement et de développement des réseaux de distribution afin de permettre le raccordement des installations des consommateurs et des producteurs ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux ;*
- 2° Assurer la conception et la construction des ouvrages ainsi que la maîtrise d'œuvre des travaux relatifs à ces réseaux, en informant annuellement l'autorité organisatrice de la distribution de leur réalisation ;*
- 3° Conclure et gérer les contrats de concession ;*
- 4° Assurer, dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires, l'accès à ces réseaux ;*
- 5° Fournir aux utilisateurs des réseaux les informations nécessaires à un accès efficace aux réseaux, sous réserve des informations protégées par des dispositions législatives ou réglementaires ;*
- 6° Exploiter ces réseaux et en assurer l'entretien et la maintenance ;*
- 7° Exercer les activités de comptage pour les utilisateurs raccordés à son réseau, en particulier la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien et le renouvellement des dispositifs de comptage et assurer la gestion des données et toutes missions afférentes à l'ensemble de ces activités ;*
- 8° Mettre en œuvre des actions d'efficacité énergétique et favoriser l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau ;*
- 9° Contribuer au suivi des périmètres d'effacement mentionné à l'article L. 321-15-1. A cette fin, le gestionnaire du réseau public de transport, les opérateurs d'effacement et les fournisseurs d'électricité lui transmettent toute information nécessaire à l'application du présent 9°. Ces informations sont considérées comme des informations commercialement sensibles, au sens de l'article L. 111-73, et sont traitées comme telles.*

La mission de fourniture d'énergie électrique consiste à assurer aux clients raccordés au réseau de distribution d'énergie électrique qui en font la demande le bénéfice des tarifs réglementés de vente d'électricité, dans les conditions prévues par l'article L. 337-7 du code de l'énergie.

La mission de fourniture, objet du présent contrat, correspond à celle qui est définie à l'article L. 121-5 du code de l'énergie et s'exerce dans le respect des principes posés par l'article L. 121-1 du même code.

Les missions susvisées comprennent également des actions qui concourent à la transition énergétique dans les conditions définies au chapitre III du présent cahier des charges.

Au sens du présent cahier des charges, le terme « concessionnaire » 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 réglementation en vigueur et des prérogatives de l'autorité concédante au titre du présent contrat.

Article 2 — Ouvrages concédés

Les ouvrages concédés comprennent l'ensemble des installations affectées à la distribution publique de l'énergie électrique existant au moment de la signature du présent contrat, dans le périmètre de la concession, ainsi que toutes celles de tension strictement inférieure à 50.000 volts, qui seront établies par le gestionnaire du réseau de distribution avec l'accord de l'autorité concédante ou par l'autorité concédante avec l'accord du gestionnaire du réseau de distribution.

Ils comprennent également les ouvrages de tension supérieure, existant à la date de publication de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, non exploités par RTE en tant que gestionnaire du réseau public de transport.

⌘ Les ouvrages publics de distribution sont définis par le IV de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, dans sa rédaction issue de l'article 35 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, la limite avec le réseau public de transport étant notamment déterminée par les articles R. 321-1 à D. 321-9 du code de l'énergie.

Les ouvrages concédés comprennent aussi les branchements visés à l'article 1er des charges, les compteurs, ainsi que leurs accessoires et les concentrateurs de grappes de compteurs.

Conformément aux dispositions de l'article L. 322-4 du code de l'énergie, la partie des postes sources transformant la haute tension en moyenne tension et ses accessoires, intégrés au réseau public de distribution, constituent des ouvrages de ce réseau tels que définis par le présent cahier des charges et sont la propriété du gestionnaire du réseau de distribution. Celui-ci met à la disposition de la concession, jusqu'au terme du présent contrat, tout ou partie de ceux de ces ouvrages, existants ou à créer, qui contribuent à son alimentation, sous réserve des besoins des autres concessions et des utilisateurs des réseaux publics de distribution.

Les autres ouvrages du réseau public de distribution sont la propriété de l'autorité concédante de la distribution publique d'électricité.

Le périmètre de la concession ne fait pas obstacle à ce qu'interviennent des accords locaux, entre les collectivités concédantes et les concessionnaires concernés, relatifs aux cas de desserte aux frontières de la concession qui justifieraient économiquement l'établissement d'ouvrages franchissant les limites de la concession.

Les ouvrages concédés comprennent également, si de telles solutions sont conformes à l'intérêt général, les moyens de desserte décentralisés non connectés à l'ensemble du réseau, mis en œuvre en accord entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution dans les conditions précisées en annexe 1.

☞ Conformément à l'article L. 2224-33 du code général des collectivités territoriales, l'autorité concédante peut aménager, exploiter ou faire exploiter par le concessionnaire de la distribution d'électricité toute installation de production d'électricité de proximité d'une puissance inférieure à 1 mégawatt lorsque celle-ci est « de nature à éviter, dans de bonnes conditions économiques, de qualité, de sécurité et de sûreté de l'alimentation électrique, l'extension ou le renforcement des réseaux publics de distribution d'électricité relevant de l'autorité concédante ».

Les circuits aériens d'éclairage public, non électriquement ou non physiquement séparés des conducteurs du réseau de distribution, situés sur les supports de ce réseau et les circuits souterrains inclus dans les câbles dudit réseau, ainsi que les branchements qui en sont issus font également partie des ouvrages concédés. Leur maintenance est à la charge du gestionnaire du réseau de distribution ; leur renouvellement et leur renforcement sont à la charge de la collectivité intéressée.

☞ Lorsque les conducteurs d'éclairage public établis sur les supports du réseau concédé sont distincts (y compris le neutre) des conducteurs du réseau de distribution, ces circuits d'éclairage public ne font pas partie des ouvrages concédés tels que définis à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

Les appareils d'éclairage public, ainsi que les lignes spéciales et les supports d'éclairage public indépendants du réseau de distribution publique, ne font pas partie des ouvrages concédés.

Article 3 — Utilisation des ouvrages de la concession

Le gestionnaire du réseau de distribution a seul le droit de faire usage des ouvrages de la concession, pour l'exercice de ses missions visées à l'article 1^{er} du présent cahier des charges, sans préjudice des droits de l'autorité concédante et des exceptions mentionnées au présent article.

Il peut utiliser ces ouvrages pour raccorder les points de livraison des consommateurs et des producteurs, ainsi que pour acheminer l'énergie électrique en dehors du périmètre de la concession.

Est autorisée l'utilisation du réseau concédé ou l'installation, sur le réseau concédé, d'ouvrages pour d'autres services tels que les communications électroniques à la condition expresse qu'elle ne porte aucune atteinte au bon fonctionnement du service concédé. Cette autorisation fait l'objet de conventions conclues entre chacun des opérateurs des services concernés, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution et fixant notamment le montant des indemnités versées au titre du droit d'usage.

☞ Ces conventions sont établies de préférence à partir de modèles élaborés au niveau national entre la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR), le gestionnaire du réseau de distribution et l'opérateur ou l'organisme susceptible de le représenter au niveau national.

Le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante se coordonneront pour la mise en œuvre des dispositions prévues par le code des postes et communications électroniques en matière d'accueil des installations de communications électroniques lors de travaux sur le domaine public.

⌘ Cette coordination s'inscrit dans le cadre des dispositions des articles L. 49 et D. 407-4 à 6 du code des postes et communications électroniques.

L'utilisation, pour l'éclairage public, des ouvrages du réseau concédé est gratuite pour l'autorité concédante.

⌘ Lorsque l'autorité concédante est un groupement de communes, la gratuité de l'utilisation des ouvrages du réseau concédé est étendue à la commune ou à l'organisme de groupement ayant reçu, par délégation des communes intéressées, compétence pour l'éclairage public.

Article 4 — Redevances

A) En contrepartie des droits consentis et des charges effectivement supportées à titre définitif par l'autorité concédante, du fait du service public concédé, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente versent à l'autorité concédante une redevance, déterminée comme indiqué dans l'annexe 1 au présent cahier des charges et financée par les recettes perçues auprès des clients.

B) Le gestionnaire du réseau de distribution s'acquitte auprès des collectivités gestionnaires de domaine public des redevances dues en raison de l'occupation du domaine public par les ouvrages de distribution d'électricité conformément aux dispositions prévues à cet effet par la législation en vigueur.

⌘ Il s'agit des articles L. 2333-84 et R. 2333-105 et suivants du code général des collectivités territoriales, fixant le régime des redevances dues pour l'occupation du domaine public notamment par les ouvrages de transport et de distribution d'électricité.

Lorsqu'une partie du domaine public communal est mise à la disposition d'un établissement public de coopération intercommunale ou d'un syndicat mixte, dans les conditions fixées à l'article L. 1321-2 du code général des collectivités territoriales, la redevance due pour l'occupation du domaine public est fixée dans les conditions définies par l'article R. 2333-106 dudit code et versée à chaque gestionnaire de domaine public concerné dès lors que ses droits à percevoir tout ou partie de ladite redevance sont fondés.

C) Les dispositions du présent article ne font pas obstacle à la participation du gestionnaire du réseau de distribution au financement de travaux contribuant à la politique d'intégration des ouvrages dans l'environnement définie à l'article 8 « Intégration des ouvrages dans l'environnement », ni au financement de travaux selon les conditions définies aux alinéas 2 et 3 de l'article 10 du présent cahier des charges ni, le cas échéant, au versement à l'autorité concédante de la part couverte par le tarif d'utilisation des réseaux publics (PCT) pour les raccordements réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de cette dernière conformément aux dispositions de l'annexe 2bis au présent cahier des charges.

Article 5 — Prestations exécutées par une partie pour l'autre

Toute prestation de services, travaux ou fournitures ne faisant pas directement l'objet de la présente concession, consentie par le gestionnaire du réseau de distribution ou le fournisseur aux tarifs réglementés de vente à l'autorité concédante ou par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution ou au fournisseur aux tarifs réglementés de vente, à la demande ou avec l'accord de l'autre partie, donne lieu à une convention particulière entre les deux parties.

⌘ Lorsque la prestation fournie à l'autorité concédante par le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, n'est pas rattachable à la mission qu'il assure au titre de ses droits exclusifs, la convention à intervenir doit être conclue dans le respect des dispositions applicables à la commande publique.

CHAPITRE II

INVESTISSEMENTS AU BENEFICE DE LA CONCESSION

Article 6 — Raccordements au réseau concédé

Sans préjudice de l'exercice de la maîtrise d'ouvrage par le concédant, le gestionnaire du réseau de distribution assure à tout demandeur l'accès au réseau concédé dans des conditions non discriminatoires, objectives et transparentes.

☞ Conformément à l'article L. 322-8 du code de l'énergie.

☞ L'article D. 342-15 du code de l'énergie et l'arrêté du 6 octobre 2006 fixent les prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement aux réseaux publics de distribution.

L'accès au réseau concédé peut être proposé à des demandeurs qui devraient être normalement raccordés au réseau public de transport, à la condition toutefois que ces raccordements ne portent aucune atteinte au bon fonctionnement du service concédé et répondent à l'ensemble des conditions imposées par le présent cahier des charges.

Le raccordement au réseau public comprend la création d'ouvrages de branchement en basse tension, d'ouvrages d'extension et le cas échéant le renforcement des réseaux existants. Au sens du présent article, le renforcement des réseaux existants correspond aux travaux rendus nécessaires par le nouveau raccordement, à l'exclusion de la résorption de contraintes électriques existantes qui est soumise aux stipulations de l'article 7 du présent cahier des charges.

Lorsque le raccordement est destiné à desservir une installation de production à partir de sources d'énergie renouvelable et s'inscrit dans le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables mentionné à l'article L. 321-7 du code de l'énergie, le raccordement comprend les ouvrages propres à l'installation ainsi qu'une quote-part des ouvrages créés en application de ce schéma.

☞ Le raccordement est défini à l'article L. 342-1 du code de l'énergie.

La consistance des ouvrages de branchement et d'extension est définie par voie réglementaire.

☞ La consistance des ouvrages de branchement et d'extension des raccordements aux réseaux publics d'électricité est précisée par les articles D. 342-1 et D. 342-2 du code de l'énergie :

« Le branchement est constitué des ouvrages basse tension situés à l'amont des bornes de sortie du disjoncteur ou, à défaut, de tout appareil de coupure équipant le point de raccordement d'un utilisateur au réseau public et à l'aval du point du réseau basse tension électriquement le plus proche permettant techniquement de desservir d'autres utilisateurs, matérialisé par un accessoire de dérivation.

Lorsque le raccordement dessert plusieurs utilisateurs à l'intérieur d'une construction, le branchement est constitué des ouvrages basse tension situés à l'amont des bornes de sortie des disjoncteurs ou, à défaut, des appareils de coupure équipant les points de raccordement de ces utilisateurs au réseau public et à l'aval du point du réseau basse tension électriquement le plus proche permettant techniquement de desservir d'autres utilisateurs, matérialisé par un accessoire de dérivation.

Le branchement inclut l'accessoire de dérivation ainsi que les installations de comptage. » (art. D. 342-1 du code de l'énergie)

« L'extension est constituée des ouvrages, nouvellement créés ou créés en remplacement d'ouvrages existants dans le domaine de tension de raccordement et nouvellement créés dans le domaine de tension supérieur qui, à leur création, concourent à l'alimentation des installations du demandeur ou à l'évacuation de l'électricité produite par celles-ci, énumérés ci-dessous :

- canalisations électriques souterraines ou aériennes et leurs équipements terminaux lorsque, à leur création, elles ne concourent ni à l'alimentation ni à l'évacuation de l'électricité consommée ou produite par des installations autres que celles du demandeur du raccordement ;
- canalisations électriques souterraines ou aériennes, au niveau de tension 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.

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 distribution préciseront au préalable dans un accord cadre national les modalités pratiques de gestion commune du processus de raccordement : accueil des demandes, prise en compte des obligations réglementaires associées à l'obligation d'achat et à la gestion de la file d'attente, modalités de réalisation des études, responsabilités respectives tout au long du processus de raccordement.

✂ Les seuils de 6 kVA et de 36 kVA mentionnés ci-dessus pourront faire l'objet d'un réexamen conduit au plan national entre la FNCCR et le gestionnaire du réseau de distribution en fonction du retour d'expérience technique (par exemple, la répartition des raccordements par niveau de puissance) et juridique.

✂ Les articles du chapitre II du titre IV du livre III de la partie réglementaire du code de l'énergie fixent les conditions de réalisation des travaux de raccordement par le producteur.

✂ L'arrêté du 23 avril 2008 pris pour application des dispositions réglementaires susmentionnées fixe les prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique.

Tout raccordement des installations de production au réseau public de distribution doit normalement s'opérer directement sur ce dernier. Un raccordement indirect d'une installation de production sur une installation de production et/ou de consommation déjà raccordée au réseau public de distribution demeure toutefois possible dès lors que sont respectées l'ensemble des conditions prévues par la loi et par la Documentation Technique de Référence élaborée par le gestionnaire du réseau de distribution et sans que le raccordement indirect ne puisse en aucun cas provoquer pour le réseau des risques techniques supérieurs à ceux rencontrés pour un raccordement direct.

✂ Établie conformément à la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 avril 2004 sur la mise en place des référentiels techniques des gestionnaires de réseaux publics d'électricité, la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau présente les dispositions réglementaires et les règles techniques sur lesquelles sont établies les relations avec les utilisateurs du réseau public de distribution d'électricité. Elle répertorie les méthodes de calcul, décrit les schémas électriques types en usage, précise les choix industriels du gestionnaire de réseau, présente les modèles de documents contractuels et décrit les informations à échanger entre le gestionnaire de réseau et les utilisateurs du réseau.

Le gestionnaire du réseau de distribution peut, dans les conditions précisées à l'article 2 du présent cahier des charges, proposer aux nouveaux clients, demandeurs d'un raccordement au réseau concédé, des modes de desserte sans connexion au réseau existant.

Article 7 — Renforcements du réseau concédé

On appelle renforcement du réseau concédé toute modification des ouvrages du réseau nécessitée par l'accroissement général des quantités d'énergie acheminées, par l'amélioration de la qualité de service, par la résorption des contraintes électriques existantes, laquelle peut notamment concourir à l'amélioration de l'efficacité énergétique du réseau. Cette modification peut constituer la phase préalable d'une opération de raccordement définie à l'article 6 ci-dessus. Dans ce cas, chaque partie supporte le coût des renforcements relevant de sa maîtrise d'ouvrage.

Le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage des renforcements de toutes les canalisations à haute tension du réseau concédé dans les conditions définies à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

La maîtrise d'ouvrage des renforcements des postes de transformation et des canalisations à basse tension est répartie entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution dans les conditions définies à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

Lorsque l'autorité concédante est maître d'ouvrage des travaux de renforcement des canalisations à basse tension et que ce renforcement conduit au remplacement ou à la création d'un poste de transformation, les travaux comprennent en tant que de besoin le raccordement de ce poste en basse et en haute tension.

Dans la partie du réseau concédé dont le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage des renforcements, dans le cadre des dispositions prévues aux articles 11 et 35 ci-après, l'annexe 2 au présent cahier des charges peut préciser, dans le respect des dispositions réglementaires prises en application de l'article L. 322-12 du code de l'énergie, les niveaux de qualité et les délais dans lesquels certaines valeurs devront être atteintes.

Les articles D. 322-1 et suivants du code de l'énergie et l'arrêté du 24 décembre 2007, pris en application de l'article D. 322-2 du code de l'énergie, fixent les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en la matière que doivent respecter les gestionnaires de réseaux publics de distribution.

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution peuvent au surplus identifier conjointement sur le territoire de la concession des zones de qualité renforcée, limitées géographiquement.

Pour chacune de ces zones, une convention fixe les objectifs à atteindre en matière de qualité et les modalités techniques et financières d'exécution des travaux, y compris, le cas échéant, la participation financière des parties à cette convention.

Les investissements à réaliser dans ces zones sont identifiés dans le programme pluriannuel¹. Ils ne peuvent donner lieu à l'application du 4° de l'article 11 du présent cahier des charges.

Article 8 — Intégration des ouvrages dans l'environnement

A) Travaux sous maîtrise d'ouvrage du concédant

Afin de participer au financement de travaux dont l'autorité concédante est maître d'ouvrage et destinés à améliorer la qualité de la distribution et l'intégration des ouvrages de la concession dans l'environnement, le gestionnaire du réseau de distribution verse à l'autorité concédante une participation annuelle calculée selon les modalités indiquées à l'article 4 de l'annexe 1 au présent cahier des charges, tenant compte de l'apport de ces travaux à la sécurisation des réseaux.

Le produit de cette participation entre dans le financement du coût hors TVA des travaux ainsi réalisés pour un pourcentage inférieur ou égal au taux indiqué à l'article 4 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

B) Travaux sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution

Pour une amélioration de l'insertion des ouvrages de la concession dans l'environnement, le gestionnaire du réseau de distribution se conforme aux dispositions suivantes pour les travaux, autres que ceux visés au A), dont il est maître d'ouvrage et dont il assume le financement, intégralement ou en complément des contributions définies à l'article 30 du présent cahier des charges.

A l'intérieur du périmètre défini en annexe 1 au présent cahier des charges, autour des immeubles classés comme monuments historiques ou inscrits à l'inventaire supplémentaire, ainsi que dans les sites classés ou inscrits, les nouvelles canalisations seront souterraines, ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée.

Les immeubles sont classés comme monuments historiques ou inscrits à l'inventaire supplémentaire des monuments historiques dans les conditions précisées par le code du patrimoine (art. L. 621-1 et suivants). Le classement des monuments naturels et des sites est réalisé conformément aux dispositions du code de l'environnement (art. L. 341-1 et suivants).

En agglomération et en dehors des zones définies au 2^{ème} 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.

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 2^{ème} 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

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

pourcentage minimal est défini en annexe 1 au présent cahier des charges de concession.

En outre, toute nouvelle canalisation dont la construction pourrait entraîner des abattages d'arbres préjudiciables à l'environnement sera réalisée, soit en souterrain, soit en câble aérien isolé, dans la mesure permise par la prise en considération du coût de ces techniques.

Les emplacements, les formes, les matériaux et les couleurs de tout nouveau bâtiment ou enveloppe préfabriquée faisant partie de la concession et dont le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage seront choisis en accord entre le gestionnaire du réseau de distribution et les autorités compétentes, de manière à obtenir une juste adéquation entre leur coût et leur bonne intégration dans l'environnement.

Article 9 — Modifications ou déplacements d'ouvrages

A) Modifications ou déplacements d'ouvrages sur le domaine public occupé

Le gestionnaire du réseau de distribution opère à ses frais et sans droit à indemnité la modification ou le déplacement d'un ouvrage implanté sur le domaine public lorsque le gestionnaire de ce dernier en fait la demande dans l'intérêt du domaine public occupé.

☞ Conformément aux dispositions de l'article R. 323-39 du code de l'énergie.

De même, le gestionnaire du réseau de distribution doit déplacer, à ses frais, ses installations ou ouvrages situés sur le domaine public routier lorsque leur présence fait courir aux usagers un risque dont la réalité a été établie.

☞ Les cas et conditions dans lesquels le gestionnaire du réseau de distribution déplace les ouvrages sont fixés aux articles L. 113-3 et R. 113-11 du code de la voirie routière.

Lorsque la demande n'est pas motivée par l'intérêt du domaine public occupé ou l'intérêt de la sécurité routière, le demandeur supporte les frais qui en résultent.

B) Modifications ou déplacements d'ouvrages situés sur des propriétés privées rendus nécessaires par l'exécution de travaux privés

1. Modifications ou déplacements des lignes électriques et de leurs accessoires

Conformément aux dispositions des articles L. 323-5 et L. 323-6 du code de l'énergie, l'exercice des servitudes qui permettent au gestionnaire du réseau de distribution d'implanter un ouvrage sur un terrain privé n'entraîne aucune dépossession pour le propriétaire : celui-ci peut, selon le cas, démolir, réparer, surélever, se clore, bâtir, le déplacement d'ouvrage correspondant étant assuré aux frais du gestionnaire du réseau de distribution.

Il en est de même pour les ouvrages desservant un client se situant seul en extrémité de ligne, y compris l'élément terminal de celle-ci si le gestionnaire du réseau de distribution considère que celui-ci est susceptible de constituer le point de départ d'une nouvelle extension.

Le propriétaire peut toutefois renoncer à tout ou partie des droits visés aux alinéas précédents dans le cadre de conventions de servitude conclues avec le gestionnaire du réseau de distribution ou l'autorité concédante qui l'informent préalablement de l'étendue des droits précités. Ces conventions peuvent prévoir, notamment, l'intangibilité des ouvrages concernés.

2. Modifications ou déplacements de postes de transformation

Le gestionnaire du réseau de distribution n'est tenu de modifier les postes de transformation établis dans des terrains ou locaux pris en location ou mis à disposition par des tiers, conformément à l'article 13 du présent cahier des charges, que pour les motifs et dans les conditions stipulés par les baux et conventions constitutives de droits réels correspondants. Les conventions précitées pourront notamment prévoir l'intangibilité des ouvrages concernés.

Sauf stipulation contraire de ces baux et de ces conventions, le gestionnaire du réseau de distribution perçoit des propriétaires concernés, lorsqu'ils sont les demandeurs de ces travaux, une indemnité égale au montant intégral des frais rendus nécessaires par ces opérations. Les baux ou conventions mentionnés à l'article 13 du présent cahier des charges conclus avec les propriétaires concernés comporteront une stipulation en ce sens.

C) Modifications ou déplacements d'ouvrages rendus nécessaires par l'exécution de travaux publics

1. Cas général

Les déplacements ou modifications d'ouvrages, implantés ou non sur le domaine public, motivés par l'exécution de travaux publics, sont réalisés par le gestionnaire du réseau de distribution après accord avec le demandeur et aux frais de ce dernier.

En tant que de besoin, le préfet peut, par une décision motivée, prescrire ce déplacement ou cette modification, lorsque cette opération est rendue nécessaire par l'exécution de travaux publics, sans qu'il en résulte aucun frais pour le gestionnaire du réseau de distribution.

☞ Conformément à l'article R. 323-39 du code de l'énergie

2. Ouvrages établis sur des terrains privés et acquis par les collectivités

Les frais de modification des ouvrages concédés, établis sur des terrains privés acquis par une collectivité, lorsque cette modification est nécessitée par l'exécution de travaux publics, sont partagés par moitié entre le gestionnaire du réseau de distribution et la collectivité, sous réserve des conditions suivantes :

- L'ouvrage à modifier doit avoir été établi sur un terrain privé - puis acquis, d'une manière ou d'une autre, par une commune ou un établissement public communal ou intercommunal - au moyen des servitudes instituées par les articles L. 323-4 et suivants du code de l'énergie ou d'une convention n'attribuant pas au gestionnaire du réseau de distribution plus de droits que ne lui en confère ledit article, et n'entraînant aucune dépossession.
La modification à frais communs ne peut donc être requise que lorsque la collectivité concernée, bien qu'effectuant des travaux publics, entend se prévaloir des droits de démolir, réparer, surélever, se clore ou bâtir, qui sont réservés au propriétaire par l'article L. 323-6 du code de l'énergie.
- La modification de l'ouvrage doit être nécessaire, la présence de celui-ci constituant un obstacle dirimant à l'opération entreprise.
- Il y a lieu à partage par moitié des frais de modification de l'ouvrage dans les cas où le gestionnaire du réseau de distribution aurait pu, lorsqu'il l'a implanté, envisager raisonnablement l'éventualité des réalisations nécessitant cette modification. Il en va ainsi par exemple : de la construction d'un bâtiment public par une collectivité membre de l'autorité concédante, d'un terrain de sports, de l'aménagement de voies existantes, etc. Il en va différemment des opérations d'urbanisme d'ensemble telles que : l'aménagement urbain, la rénovation urbaine, l'aménagement de zones, la construction de voies affectées à la circulation, etc.

Quant aux lotissements publics communaux, ils entrent dans le cadre du partage par moitié des frais lorsque leur importance n'atteint pas celle d'une zone d'aménagement concerté c'est-à-dire, en principe, lorsqu'ils se limitent à une création de moins de 50 logements augmentés de 10 logements par hectare au-delà de 1 hectare. Pour des réalisations plus importantes, un accord particulier sera recherché entre le gestionnaire du réseau de distribution et la collectivité.

☞ Les dispositions de ce paragraphe reprennent celles du protocole d'accord intervenu en 1969 entre la FNCCR et Electricité de France.

Article 10 — Autres travaux, exploitation, renouvellement et maintenance du réseau public de distribution d'électricité

L'exploitation des ouvrages de la concession est assurée par le gestionnaire du réseau de distribution, à ses frais et sous sa responsabilité. Ainsi, les travaux de maintenance, y compris ceux d'élagage, et ceux de renouvellement, nécessaires au maintien du réseau en bon état de fonctionnement, ainsi que les travaux de mise en conformité des ouvrages avec les règlements techniques et administratifs, sont réalisés et financés par le gestionnaire du réseau de distribution.

☞ Les réseaux doivent être construits conformément aux dispositions de l'arrêté relatif aux conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique en vigueur au moment de cette construction. Il s'agit actuellement de l'arrêté du 17 mai 2001 modifié par les arrêtés des 26 avril 2002, 10 mai 2006 et 26 janvier 2007.

A moins de nécessité de caractère urgent, les ouvrages existants 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 concédante². 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 ») ;
- 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

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.

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 repères³ en termes de niveaux de qualité d'alimentation et de fiabilisation des ouvrages, qui orienteront les choix d'investissements.

Le schéma directeur est établi en cohérence avec les investissements envisagés sur le réseau public de distribution dans les concessions limitrophes desservies par le gestionnaire du réseau de distribution.

Le schéma directeur propose une vision technique à moyen ou long terme, de ce fait non valorisée en unité monétaire, des évolutions envisagées sur le réseau.

Il est mis à jour de façon concertée entre les parties en cas d'évolution significative affectant les conditions techniques et économiques de la distribution publique d'électricité sur la concession. Il peut également être mis à jour, en tant que de besoin, pour tenir compte de la mise en œuvre des programmes pluriannuels d'investissements.

2° Programmes pluriannuels (établissement)

Pour la mise en œuvre du schéma directeur, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante élaborent de façon concertée des programmes, détaillés par finalités des investissements de chaque maître d'ouvrage, y compris le renouvellement des ouvrages, par période de 4 ou 5 ans⁴, 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 :*

- *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.*

³ A adapter selon le type de territoire

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

Les opérations d'investissements dans les postes sources concédés et les opérations de 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 zones⁵.

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. »

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

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).

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.

Dès lors que l'autorité concédante conserve à titre définitif tout ou partie des sommes déposées par le concessionnaire en application du 3^{ème} alinéa du présent paragraphe, au titre de deux programmes pluriannuels consécutifs, les parties conviennent de réexaminer le pourcentage indiqué au 1^{er} 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 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 d'électricité peuvent occuper le domaine public routier en y installant des ouvrages dans la mesure 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 8^{ème} 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 comptable⁶. 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.

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

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

le gestionnaire de réseau et les utilisateurs du réseau. Elle est <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 réglementation précitée pour l'établissement des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité, sauf cas d'urgence dont elle fait part au gestionnaire du réseau de distribution.

Le gestionnaire du réseau de distribution émet un avis technique sur 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 réglementation en vigueur, les ouvrages du réseau public de distribution d'électricité font l'objet de contrôles techniques destinés à vérifier leur conformité aux prescriptions techniques qui leur sont applicables.

Ces contrôles sont effectués par un organisme technique certifié, indépendant du maître d'ouvrage et du gestionnaire du réseau de distribution. Cette indépendance peut n'être que fonctionnelle. Les contrôles sont effectués lors de la mise en service des ouvrages (ils sont alors désignés ci-après « contrôle initial ») et renouvelés au moins une fois tous les vingt ans.

S'agissant d'un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité réalisé par l'autorité concédante, le contrôle initial est à la charge de cette dernière qui remet au gestionnaire du réseau de distribution une attestation de conformité de l'ouvrage aux prescriptions techniques qui lui sont applicables, accompagnée du compte rendu des contrôles qui ont été effectués.

Le gestionnaire du réseau de distribution adresse à l'autorité concédante, une fois par an, un bilan des contrôles qu'il a réalisés, portant sur les nouveaux ouvrages construits sous sa maîtrise d'ouvrage et sur

les ouvrages existants. Ce bilan mentionne notamment les non-conformités éventuelles mises en évidence ainsi que les actions entreprises pour y remédier. Le gestionnaire du réseau de distribution transmet également à l'autorité concédante, à sa demande, un exemplaire des comptes rendus des contrôles effectués.

☞ *Les articles R. 323-30 et suivants du code de l'énergie ainsi que l'arrêté d'application du 14 janvier 2013 fixent les principes et modalités du contrôle technique des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité.*

3° Transfert au gestionnaire du réseau de distribution des ouvrages construits ou modifiés par l'autorité concédante

Outre les éléments mentionnés au 2° ci-dessus, l'autorité concédante transmet au gestionnaire du réseau de distribution le dossier des ouvrages construits ou modifiés sous sa maîtrise d'ouvrage contenant des données descriptives conformes aux dispositions réglementaires et intégrant l'attestation de conformité ainsi que le plan géo-référencé des ouvrages concernés, sous un format électronique et établi à un niveau de précision conforme à la réglementation.

☞ *L'article R. 323-29 du code de l'énergie et son arrêté d'application du 11 mars 2016 définissent les informations devant être enregistrées dans le système d'information géographique d'un gestionnaire de réseau public d'électricité. En cas de réalisation d'un ouvrage par une autorité concédante, l'article 3 de l'arrêté précité précise les documents et informations que celle-ci est tenue de communiquer au gestionnaire du réseau de distribution à cet effet : « Lorsqu'un ouvrage d'un réseau public de distribution d'électricité est réalisé par l'autorité organisatrice mentionnée à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, cette autorité transmet au gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, au plus tard à la mise en exploitation de l'ouvrage que cette dernière a réalisé, le dossier de l'ouvrage construit ou modifié contenant les données listées en annexe II du présent arrêté et intégrant le plan des ouvrages au format électronique, géo référencé avec un niveau de précision conforme aux prescriptions de l'arrêté du 15 février 2012 susvisé [arrêté du 15 février 2012 pris en application du chapitre IV du titre V du livre V du code de l'environnement relatif à l'exécution de travaux à proximité de certains ouvrages souterrains, aériens ou subaquatiques de transport ou de distribution] et conforme aux prescriptions de la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau ».*

En vue de transférer chaque ouvrage pour exploitation au gestionnaire du réseau de distribution, l'autorité concédante informe ce dernier de la possibilité de mise en exploitation de l'ouvrage (PMEO), à l'aide de l'imprimé établi et publié à cet effet par le gestionnaire du réseau de distribution. A réception de la possibilité de mise en exploitation de l'ouvrage, le gestionnaire du réseau de distribution procède à l'analyse du dossier et, en tant que de besoin, au contrôle de l'ouvrage. Au vu de ces analyses et de ce contrôle, le gestionnaire du réseau de distribution s'efforce sans délai :

- soit de prononcer la mise en exploitation de l'ouvrage et d'établir un avis de mise en exploitation d'ouvrage (AMEO) qui sera transmis à l'autorité concédante et aux autres destinataires concernés, dans un délai standard de 48 heures ;
- soit de refuser le transfert de la responsabilité de l'ouvrage si celui-ci n'est pas conforme au projet et exploitable. Dans ce cas, le gestionnaire du réseau de distribution renvoie à l'autorité concédante la PME0 dans le même délai, en motivant son refus. L'ouvrage retourne alors sous la responsabilité de l'autorité concédante.

Après mise en exploitation et avant mise en service de l'ouvrage, s'il s'avère que celui-ci n'est pas exploitable, soit que le contrôle du schéma électrique mette en évidence une anomalie, soit après constat de malfaçons ou de non conformités nécessitant une intervention, le gestionnaire du réseau de distribution rédige et signe un « avis de mise hors exploitation de l'ouvrage » pour travaux qu'il transmet à l'autorité concédante, en précisant tous les points qui doivent être corrigés. La responsabilité des travaux de mise en conformité appartient alors à l'autorité concédante jusqu'à leur complète réalisation.

☞ *Le recueil UTE C 18-510-1 indique notamment que « l'entreprise exploitante, pour les ouvrages dont elle a la charge, doit définir ses prescriptions de sécurité à respecter et les transmettre au donneur d'ordre ». Le document « Prescription de sécurité de l'exploitant Enedis au donneur d'ordre » est disponible sur le site www.enedis.fr.*

CHAPITRE III

ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIETAUX

Article 15 — Mise à disposition de données pour accompagner la transition énergétique

Le gestionnaire du réseau de distribution, dans les conditions définies par la réglementation en vigueur, communique à l'autorité concédante et aux collectivités ou établissements publics compétents dont le territoire recouvre en tout ou en partie le périmètre de la concession, les données issues des dispositifs de comptage utiles à l'exercice de leurs compétences, en particulier celles permettant d'élaborer et d'évaluer les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie et les plans climat-air-énergie territoriaux prévus par les articles L. 222-1 à L. 222-3, L. 229-25 et L. 229-26 du code de l'environnement. L'autorité concédante est informée de la transmission des données visées ci-dessus.

Les informations ci-dessus sont communiquées conformément aux dispositions des articles L. 111-73 et D. 111-52 et suivants du code de l'énergie.

L'article L. 2224-37-1 du code général des collectivités territoriales permet à l'autorité concédante d'élaborer le plan climat air énergie territorial à la demande des établissements publics de coopération intercommunale à fiscalité propre présents sur son territoire.

Les données concernées, telles que mentionnées par les textes précités applicables, et les modalités de leur communication sont précisées à l'article 13 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

Le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, fournit à l'autorité concédante et aux collectivités ou établissements publics précités, à leur demande, des données complémentaires ou plus détaillées que celles mentionnées ci-dessus, selon des modalités techniques et financières qui feront l'objet d'un accord préalable entre les parties intéressées.

Les données mentionnées aux alinéas précédents sont transmises dans le respect de la législation et de la réglementation afférentes aux données à caractère personnel, d'une part, et aux informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi, d'autre part.

Il s'agit, notamment de la loi n°78-17 du 6 janvier 1978 relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés, et, des articles R. 111-26 et suivants du code de l'énergie, relatifs à la confidentialité des informations détenues par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité, pris pour l'application des articles L. 111-72 et L. 111-73 de ce même code.

Article 16 — Insertion des énergies renouvelables

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution accompagnent, chacun pour ce qui le concerne, le développement des énergies renouvelables sur le territoire de la concession.

Le gestionnaire du réseau de distribution assure l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau public de distribution d'électricité en veillant à minimiser les coûts afférents pour le développement et l'exploitation du réseau.

A) Planification de l'insertion des énergies renouvelables

Le gestionnaire du réseau de distribution participe, dans les conditions définies par la réglementation, à l'élaboration et à la mise en œuvre du schéma régional de raccordement des énergies renouvelables intéressant le territoire de la concession ou de tout autre instrument de planification qui lui serait substitué. L'avis de l'autorité concédante est sollicité préalablement à l'approbation du schéma, selon les modalités définies aux articles D. 321-10 et suivants du code de l'énergie.

Le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables est défini à l'article L. 321-7 du code de l'énergie et par la section 2 du Chapitre 1er, 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 internet précité est Enedis Connect.

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 réglementaire en vigueur, le gestionnaire du réseau de distribution met en place les dispositifs contractuels et techniques permettant la mise en œuvre de l'autoconsommation individuelle ou collective.

🔗 Conformément à l'ordonnance n°2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité codifiée aux articles L. 315-1 à L. 315-8 du code de l'énergie et au décret n°2017-676 du 28 avril 2017.

Avant toute mise en œuvre d'une opération d'autoconsommation collective sur le périmètre de la concession, le gestionnaire du réseau de distribution instruit les demandes du ou des porteurs de projets relatives aux dispositifs contractuels et techniques visés ci-dessus et vérifie la localisation des futurs consommateurs et producteurs d'une opération en aval d'un même poste de transformation de moyenne en basse tension sur le réseau public de distribution.

Une convention d'autoconsommation collective est conclue entre le gestionnaire du réseau de distribution et la personne morale regroupant les consommateurs et producteurs participant à l'opération, pour fixer les conditions de réalisation et engagements de chacune des parties. Le gestionnaire du réseau de distribution en informe l'autorité concédante et met à sa disposition le nom de la commune, la dénomination de la personne morale concernée et le nom du poste de transformation en aval duquel a lieu l'opération d'autoconsommation.

Article 17 — Etudes d'impact sur les réseaux

Le gestionnaire du réseau de distribution apporte son expertise à l'autorité concédante ou, le cas échéant, à d'autres collectivités ou établissements publics compétents dans le périmètre de la concession,

notamment lorsque ceux-ci projettent d'optimiser le choix et le développement particulier dans les zones de développement nouvelles à urbaniser.

✎ Afin de contribuer à l'optimisation de l'implantation et du dimensionnement des différents réseaux d'énergie dans une logique de développement durable des territoires et d'efficacité de la dépense publique, le gestionnaire du réseau de distribution est sollicité le plus en amont possible à propos des projets ou opérations envisagés.

A leur demande, le gestionnaire du réseau de distribution communique à l'autorité concédante ou aux collectivités ou établissements publics compétents dans le périmètre de la concession et sur la base des scénarios de consommation et de production qu'ils auront définis, les résultats des études technico-économiques permettant d'évaluer et d'optimiser les coûts qui résulteraient pour le réseau public de distribution d'électricité des projets et opérations ci-dessus.

Les modalités techniques et financières associées à la réalisation de ces études sont fixées par voie de convention, dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre réglementaire en vigueur.

L'autorité concédante et, le cas échéant, les autres collectivités compétentes, sous réserve de leur accord, convient le gestionnaire du réseau de distribution à la concertation qu'elles organisent avec les différentes parties prenantes et les exploitants des réseaux publics d'énergie.

Article 18 — Aménagement de l'espace urbain

Sous réserve de leur accord, les collectivités ou établissements publics compétents en matière d'urbanisme ou, le cas échéant, l'autorité concédante, si cette dernière dispose de la compétence ou met à disposition ses services au titre de l'article L. 5721-9 du code général des collectivités territoriales, associent le gestionnaire du réseau de distribution à l'élaboration des documents d'urbanisme applicables à l'intérieur du périmètre de la concession (SCOT et PLU, en particulier), en le consultant le plus en amont possible. Les modalités de cette association peuvent faire l'objet d'une convention locale.

✎ L'article L. 5721-9 du code général des collectivités territoriales dispose que « les services d'un syndicat mixte associant exclusivement des collectivités territoriales ou des collectivités territoriales et des établissements publics de coopération intercommunale peuvent être en tout ou partie mis à disposition de ses collectivités ou établissements membres, pour l'exercice de leurs compétences. Une convention conclue entre le syndicat et les collectivités territoriales ou les établissements intéressés fixe alors les modalités de cette mise à disposition. Cette convention prévoit notamment les conditions de remboursement par la collectivité ou l'établissement des frais de fonctionnement du service. »

Sans préjudice des dispositions de l'article 17 ci-dessus, dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre réglementaire en vigueur, le gestionnaire du réseau de distribution peut apporter son expertise aux collectivités ou établissements publics compétents dans le périmètre de la concession, ou à l'autorité concédante si cette dernière dispose de la compétence ou met à disposition ses services au titre de l'article L. 5721-9 du code général des collectivités territoriales, dans leurs opérations d'aménagement de l'espace urbain, de requalification urbaine ou de constitution d'éco-quartiers, de façon à leur permettre d'apprécier les effets des opérations considérées en matière de gestion du réseau public de distribution d'électricité.

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution recherchent un dialogue en amont de la réalisation de ces opérations. Une convention entre le concessionnaire et l'autorité concédante, si cette dernière dispose de la compétence, ou met à disposition ses services au titre de l'article L. 5721-9 du code général des collectivités territoriales dans le domaine de l'urbanisme, ou son mandataire, peut fixer les modalités de ces échanges.

Le concessionnaire peut réaliser des études portant sur des développements, renforcements ou déplacements d'ouvrages nécessaires à ces opérations à la demande de l'autorité concédante, si cette dernière dispose de la compétence ou des collectivités ou établissements publics compétents. Une convention entre les parties prenantes fixe les modalités techniques et financières de réalisation de ces études, dans le respect de la réglementation applicable et du cadre réglementaire en vigueur.

Article 19 — Infrastructures de recharge de véhicules électriques

Dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre réglementaire en vigueur, ainsi que des stipulations du chapitre II relatif aux investissements au bénéfice de la concession, le gestionnaire du réseau de distribution répond aux demandes du ou des porteurs de projets d'implantation d'infrastructures

de recharge des véhicules électriques ou des véhicules hybrides rechargeables sur le territoire de la concession, notamment en leur apportant une information sur l'impact des différentes solutions techniques de recharge sur la gestion du réseau public de distribution d'électricité. La même information est communiquée à l'autorité concédante lorsqu'elle a compétence pour créer des infrastructures de recharge.

En application de l'article L. 2224-37 du code général des collectivités territoriales, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante émettent un avis sur les projets de création d'infrastructures de recharge, en échangeant les informations nécessaires préalablement à la notification de leurs avis respectifs.

☞ L'article L. 2224-37 du code général des collectivités territoriales précise que, sous réserve d'une offre inexistante, insuffisante ou inadéquate sur leur territoire, les communes peuvent créer et entretenir des infrastructures de charge nécessaires à l'usage de véhicules électriques ou hybrides rechargeables ou mettre en place un service comprenant la création, l'entretien et l'exploitation des infrastructures de charge nécessaires à l'usage des véhicules électriques ou hybrides rechargeables. Elles peuvent transférer cette compétence aux autorités organisatrices d'un réseau public de distribution d'électricité visées à l'article L. 2224-31.

☞ Sans préjudice des consultations prévues par d'autres législations, l'autorité organisatrice du réseau public de distribution d'électricité et le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité émettent un avis sur le projet de création d'infrastructures de charge soumis à délibération de l'organe délibérant en application de l'article L. 2224-37 du code général des collectivités territoriales.

Le gestionnaire du réseau de distribution peut proposer à l'autorité concédante intervenant en matière d'implantation d'infrastructures de recharge ou, le cas échéant, aux collectivités ou établissements publics compétents sur le territoire de la concession, sous réserve de leur accord et dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre réglementaire en vigueur :

- des études permettant d'optimiser l'implantation et le dimensionnement des infrastructures de recharge au regard des contraintes du réseau public de distribution ;
- une prestation de coordination adaptée à des raccordements multiples de bornes de recharge, notamment par la mise à disposition d'un interlocuteur unique.

☞ L'article L. 2224-37 du code général des collectivités territoriales décrit les modalités de création et d'entretien par les collectivités locales d'infrastructures de charge des véhicules électriques sur le domaine public en cas de carence de l'initiative privée.

Article 20 — Déploiement des compteurs communicants

Les compteurs mentionnés par les articles R. 341-4 à R. 341-8 du code de l'énergie relatifs aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics d'électricité sont installés par le gestionnaire du réseau de distribution sur le réseau concédé, dans le respect des objectifs et conditions fixés par la législation, la réglementation et le cadre réglementaire en vigueur.

☞ Conformément aux articles L. 111-73, L. 322-8 7° et L. 341-4 du code de l'énergie.

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage, d'une part, à informer suffisamment en amont l'autorité concédante et les communes concernées de son territoire, sur le processus de mise en place de ces compteurs et le calendrier de déploiement et, d'autre part, à réaliser régulièrement un point de son avancement jusqu'à sa complète réalisation.

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à :

- informer chaque client, avec au moins un mois de préavis, du remplacement de son compteur et des modalités de cette intervention (durée, période d'intervention, nom et coordonnées de l'entreprise de pose, numéro vert) ;
- délivrer une information de qualité sur ces compteurs, notamment dans l'espace dédié de son site internet, dans la notice d'utilisation remise lors de la pose et au numéro vert ;
- participer à des réunions publiques organisées à l'initiative de l'autorité concédante ou des collectivités concernées, et plus généralement à contribuer à des actions d'information sur le contexte législatif et réglementaire et de sensibilisation aux nouvelles perspectives ouvertes par les fonctionnalités des compteurs communicants.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informe les clients bénéficiant de ces tarifs des fonctionnalités nouvelles rendues possibles par le compteur communicant qui pourront leur être proposées. Ces dernières viennent s'ajouter aux engagements du fournisseur aux tarifs réglementés de vente vis-à-vis des clients.

🔗 *Des informations relatives au contrat de fourniture avec le compte en 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 et économiquement justifiées au renforcement de ce réseau, le cas échéant concourant 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).

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 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. 124-5 du code de l'énergie et aux dispositions réglementaires prises pour son application.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente pourvoit au financement des actions relevant du B) du présent article avec les ressources que lui attribuent les lois et règlements en vigueur, en complément de la rémunération visée à l'article 1^{er} du présent cahier des charges pour l'exercice de la mission de fourniture aux tarifs réglementés de vente de l'électricité.

C) Le gestionnaire du réseau de distribution contribue à lutter contre la précarité énergétique sur le territoire de la concession en mettant en œuvre les actions suivantes :

1° Une information des autorités compétentes en matière de précarité énergétique :

Afin d'aider les collectivités, les établissements publics et l'autorité concédante à lutter contre les situations de précarité énergétique, le gestionnaire du réseau de distribution met à leur disposition, à leur demande, une fois par an, des informations statistiques générales sur la coupure et le service maintien d'énergie. Des informations complémentaires peuvent être fournies selon des modalités techniques et financières à convenir en commun.

2° Un dispositif de prévenance en amont des coupures pour impayés :

Le gestionnaire du réseau de distribution prévient le client préalablement à tout acte de coupure de l'électricité pour impayé.

Le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, rend compte 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 soustrées localement sur des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité et d'éviter au gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité des investissements ou des coûts de gestion tout en assurant un bénéfice positif pour le système électrique.

Ce dispositif est pris sur le fondement de l'article 199 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte et de son décret d'application n° 2016-704 du 30 mai 2016.

Le gestionnaire du réseau de distribution peut contribuer à la définition, à la désignation du périmètre et aux conditions de mise en œuvre et d'évaluation du service de flexibilité.

Dans ce cadre, il veille :

- à tenir compte des spécificités du réseau de distribution dans son ensemble, et notamment des producteurs et des consommateurs qui lui sont raccordés, dès lors qu'ils participent à des mécanismes de flexibilité, notamment ceux liés à la gestion du système électrique définis aux articles L. 321-9 à L. 321-16 du code de l'énergie.
- à ce que ces actions de flexibilité n'induisent pas de perturbations portant atteinte à la sûreté et la sécurité du réseau de distribution. Il peut être amené, le cas échéant, à proposer des mesures permettant de lever les perturbations identifiées.

Dans les conditions définies par la réglementation en vigueur, le gestionnaire du réseau de distribution donne un avis motivé sur le service de flexibilité proposé.

En cas d'avis conforme du gestionnaire du réseau de distribution, 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 1^{er} 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 nul, conduisent à opérer des réseaux électriques intelligents.

Le gestionnaire du réseau de distribution assure le déploiement de ces réseaux en lien avec l'autorité concédante et les collectivités publiques compétentes en matière d'énergie concernées.

L'autorité concédante et les collectivités publiques précitées peuvent être partenaires de projets, notamment dans le cas où le territoire de la concession se trouverait dans les régions ou ensembles de départements retenus pour mener à bien le déploiement expérimental de réseaux électriques intelligents ou de dispositifs de gestion optimisée de stockage et de transformation des énergies.

Conformément à l'article 200 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, le gouvernement est autorisé à prendre par voie d'ordonnances les mesures nécessaires pour mener à bien ce déploiement expérimental.

Ces mesures sont adoptées pour une durée de quatre ans à compter de la publication de l'ordonnance et peuvent être renouvelées une fois pour la même durée.

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à informer régulièrement l'autorité concédante, dans le cadre de la gouvernance des projets expérimentaux de réseaux électriques intelligents, des avancées et des difficultés rencontrées.

Article 26 — Responsabilité sociale et environnementale

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, dans le cadre de la mise en œuvre de leurs politiques de développement durable, mènent des actions tendant à :

- lutter contre le changement climatique ;
- diminuer leurs impacts sur l'environnement ;
- accompagner le développement des territoires ;
- favoriser la cohésion sociale ;
- inciter leurs agents à être acteurs de cette politique.

Ils s'engagent notamment à :

- mettre en œuvre un plan d'actions visant à réduire leur empreinte carbone ;
- trier et valoriser les déchets liés à leurs activités ;
- développer leur flotte de véhicules propres ;
- contribuer aux achats responsables ;
- intensifier les actions de prévention du risque électrique à l'intention de leurs prestataires de travaux et des tiers.

Dans ce cadre, ils peuvent prendre des engagements relatifs à ces domaines avec l'autorité concédante ou les collectivités ou établissements publics compétents dans le périmètre de la concession.

Les modalités de mise en œuvre de ces engagements sont définies dans des conventions spécifiques.

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente rendent compte à l'autorité concédante des actions menées au titre du présent article, soit au travers du compte rendu annuel d'activité visé à l'article 44 du présent cahier des charges, soit au travers d'une communication spécifique.

CHAPITRE IV

CONDITIONS DE SERVICE AUX CLIENTS

Article 27 — Principes généraux

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente assurent aux clients un service efficace et de qualité, tant en ce qui concerne le développement et l'exploitation du réseau, la fourniture de l'électricité, tels que définis à l'article 1^{er} 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.

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 ».

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.

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, nécessaires à l'installation du demandeur et dont celui-ci devra être informé.

⚡ Dans les zones où la maîtrise d'ouvrage est exercée par l'autorité concédante et lorsque la puissance de raccordement demandée par le client requiert la réalisation de renforcements de réseaux, le gestionnaire du réseau de distribution se rapprochera de l'autorité concédante afin d'évaluer avec celle-ci le délai nécessaire à la réalisation de ces travaux qu'il notifiera au client.

La date de la demande d'accès est :

- pour un contrat unique conclu avec un fournisseur, la date à laquelle celui-ci a fait sa demande au gestionnaire du réseau de distribution,
- pour un contrat CARD conclu avec le gestionnaire du réseau de distribution, la date à laquelle le client lui a fait sa demande,
- pour un contrat aux tarifs réglementés de vente conclu avec le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, la date à laquelle celui-ci a fait sa demande au gestionnaire du réseau de distribution.

En cas de non-paiement de la contribution prévue aux articles 6 et 30 du présent cahier des charges, le gestionnaire du réseau de distribution, de sa propre initiative ou à la demande de l'autorité concédante lorsqu'une contribution lui est due, peut refuser la mise en service de l'installation du client.

En cas de non-paiement des sommes qui sont dues par le client au titre de la mise en service ou de la livraison de l'énergie, le gestionnaire du réseau de distribution peut, de sa propre initiative ou sur demande d'un fournisseur, dans le respect de la législation en vigueur, après rappel écrit constituant mise en demeure du client, interrompre l'alimentation de l'énergie à l'expiration du délai fixé dans la mise en demeure et qui ne peut être inférieur à dix jours à compter de l'envoi de cette mise en demeure.

⚡ Il existe plusieurs hypothèses où, conformément à une disposition légale, l'interruption de l'alimentation ne peut pas être réalisée par le gestionnaire du réseau de distribution, nonobstant le non-paiement des sommes dues :

- le juge accorde au client, conformément aux dispositions de l'article 1343-5 du code civil, un délai de paiement de sa dette ;
- une procédure de règlement judiciaire est engagée à l'encontre d'un client relevant de l'une des catégories mentionnées à l'article L. 631-2 du code de commerce ;
- le client bénéficie des dispositions des articles L. 712-1 et suivants et R. 712-1 et suivants du code de la consommation relatives à la procédure devant la commission de surendettement des particuliers ;
- le client a déposé, dans les conditions fixées par l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles et par le décret n°2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau, un dossier de demande d'aide auprès de l'organisme gestionnaire du Fonds de solidarité pour le logement (FSL), dans l'attente que celui-ci se prononce ;
- du 1^{er} novembre de chaque année au 31 mars de l'année suivante, dans une résidence principale, conformément à l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles.

C) Obligation de consentir des contrats de fourniture aux clients bénéficiaires des tarifs réglementés de vente

Sur le territoire de la concession, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente est tenu de proposer un contrat de fourniture à toute personne, raccordée au réseau public d'électricité, demandant à bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité et répondant aux critères fixés par l'article L. 337-7 du code de l'énergie, sauf s'il a reçu entre temps injonction contraire de l'autorité compétente en matière d'urbanisme ou en matière de police et sous réserve du respect des textes réglementaires relatifs au contrôle de conformité des installations intérieures.

⚡ Les contrats sont conformes aux articles L. 224-3 et suivants du code de la consommation.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente consent un seul contrat de fourniture par point de livraison.

Pour un point de livraison donné, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente 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 disjoncteur⁷, 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.

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

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

ou de bâtiments séparés construits sur une même parcelle cadastrale, à 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 aux articles L.346-2 et suivants du code de l'énergie.

On entend par rénovations des travaux garantissant la conformité des canalisations collectives et des dérivations individuelles avec les normes en vigueur NF C 14-100 et, pour l'interface avec les installations intérieures, NF C 15-100.

Le gestionnaire du réseau de distribution exploite, maintient et renouvelle les branchements collectifs ou colonnes montantes électriques concédés conformément à ses obligations mentionnées à l'article 1^{er} du présent cahier des charges.

Le gestionnaire du réseau de distribution peut être amené à intervenir sur des canalisations collectives et des dérivations individuelles pour réaliser des dépannages ou des mises en sécurité provisoires. Le cas échéant, le gestionnaire du réseau de distribution facture aux propriétaires ou copropriétaires des immeubles dans lesquels sont situés ces ouvrages, les interventions réalisées.

Les réfections, les modifications ou suppressions des canalisations collectives et des dérivations individuelles rendues nécessaires par des travaux exécutés dans un immeuble sans lien avec le service public de la distribution d'électricité sont à la charge de celui qui fait exécuter les travaux.

C) Branchements provisoires

Le gestionnaire du réseau de distribution alimente provisoirement selon les dispositions en vigueur les installations pour lesquelles une demande de ce type est formulée conformément aux modalités prévues à cet effet par les catalogues des prestations en vigueur. Le point de livraison est placé au plus près du réseau concédé ; les installations situées en aval du disjoncteur sont des installations intérieures au sens de l'article 31 du présent cahier des charges.

Article 30 — Contribution des tiers aux frais des raccordements sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution

Les règles applicables à la contribution due au titre de l'opération de raccordement sont précisées aux articles L. 342-6 et suivants du code de l'énergie. Le montant de cette contribution est calculé sur la base des coûts de l'opération de raccordement de référence et en application du barème de raccordement conformément à l'arrêté du 28 août 2007.

Article 31 — Installations intérieures - Postes de livraison et/ou de transformation

A) Installations intérieures

L'installation intérieure commence :

- en haute tension, inclusivement aux isolateurs d'entrée du poste de livraison ou de transformation, dans le cas de desserte aérienne, et immédiatement à l'aval des bornes des boîtes d'extrémité des câbles dans le cas de desserte souterraine. Lorsqu'il y a raccordement direct à un poste de coupure du distributeur ou aux barres haute tension d'un poste de transformation de distribution publique, l'installation du client commence aux bornes amont incluses du sectionneur de la dérivation propre au client ;

- en basse tension, immédiatement à l'aval des bornes de sortie du disjoncteur pour les fournitures sous faible puissance, conformément au A) de l'article 29 du présent cahier des charges, et aux bornes de sortie de l'appareil de sectionnement installé chez le client pour les fournitures sous moyenne puissance.

Les installations intérieures sont exécutées et entretenues aux frais du propriétaire ou du client ou de toute personne à laquelle aurait été transférée la garde desdites installations.

⌘ *S'agissant des installations intérieures, l'article 44 du décret-loi du 30 octobre 1935 précise que : « Le bailleur ne peut s'opposer à l'installation de l'énergie électrique aux frais et pour l'usage du locataire. » L'article L. 641-10 du code de la construction et de l'habitation précise que : « Le prestataire et le propriétaire des locaux réquisitionnés ne peuvent s'opposer à l'exécution par le bénéficiaire, aux frais de celui-ci, des travaux strictement indispensables pour rendre les lieux propres à l'habitation, tels que l'installation de l'eau, du gaz et de l'électricité [...] ».*

En aucun cas le gestionnaire du réseau de distribution n'encourra de responsabilité en raison des défauts des installations du client qui ne seraient pas du fait dudit gestionnaire du réseau de distribution.

B) Postes de livraison et/ou de transformation des clients

Les postes de livraison et de transformation des clients alimentés en haute tension seront construits conformément aux règlements et aux normes en vigueur, aux frais des clients dont ils resteront la propriété. La maintenance, les contrôles réglementaires et le renouvellement de ces postes sont à la charge des clients.

⌘ *Il s'agit des normes NF C13-100, 13-101, 13-102 et 13-103 relatives aux règles d'installation des postes de livraison d'énergie électrique à un utilisateur, alimentés sous une tension nominale comprise entre 1 et 33 kV.*

Les plans et spécifications du matériel sont soumis à l'agrément du gestionnaire du réseau de distribution avant tout commencement d'exécution.

Toutefois la fourniture et le montage de l'appareillage de mesure et de contrôle sont assurés comme spécifié à l'article 33 du présent cahier des charges.

C) Mise sous tension

Pour assurer la sécurité de l'opération de mise en service pour le client et les tiers, le gestionnaire du réseau de distribution vérifie, avant la première mise sous tension des installations du client, que ce dernier dispose d'une attestation de la conformité desdites installations à la réglementation et aux normes en vigueur.

⌘ *Les modalités du contrôle et de l'attestation de conformité des installations électriques intérieures aux règlements et normes de sécurité en vigueur sont fixées par les articles D. 342-18 et suivants du code de l'énergie et les arrêtés pris pour leur application.*

D) Mise hors tension des postes de livraison et installations des clients

La mise hors tension des postes de livraison, de transformation ou des installations intérieures est exécutée par le gestionnaire du réseau de distribution aux frais du demandeur ou de l'utilisateur présumé.

⌘ *L'article R. 323-35 du code de l'énergie précise les modalités de mise hors tension des ouvrages laissés en déséquence.*

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 niveaux de chutes de tension et de déséquilibres de tension et sont accessibles sur simple demande.

B) En ce qui concerne les moyens de production d'énergie électrique susceptibles d'être couplés au réseau, le client ne pourra mettre en œuvre de tels moyens qu'avec l'accord préalable et écrit du gestionnaire du réseau de distribution sur la spécification des matériels utilisés, en particulier les dispositifs de protection de découplage, sur les modalités d'exploitation de la source de production et sur la conformité du dispositif de comptage en place. Dans certains cas, le remplacement ou la modification du dispositif de comptage peuvent s'avérer nécessaires avant la mise en œuvre par le client de moyens de production. Ce remplacement ou cette modification sont effectués à l'initiative du gestionnaire du réseau de distribution.

Pour le cas où le client entend injecter tout ou partie de l'énergie électrique produite par ses installations, il lui appartient de se rapprocher du gestionnaire du réseau de distribution pour définir avec lui les modalités de souscription d'un contrat spécifique relatif à l'injection de ladite énergie sur le réseau.

Lorsque les installations du client comportant des moyens de production d'énergie électrique susceptibles d'être couplés au réseau n'injectent pas d'énergie sur ce dernier, celles-ci ne pourront être mises en service que si elles ne portent pas atteinte à la sécurité des personnes et des biens et n'apportent aucun trouble au fonctionnement du réseau.

Le client a l'obligation d'informer le gestionnaire du réseau de distribution au moins un mois avant leur mise en service par courrier postal ou électronique pour les installations dont la puissance est inférieure à 36 kVA et au moins trois mois avant leur mise en service par lettre recommandée avec demande d'avis de réception pour les installations dont la puissance est supérieure à 36 kVA ou raccordées en HTA, des moyens de production raccordés à ses installations, de leurs caractéristiques et de toute modification ultérieure de ceux-ci.

C) Eu égard aux objectifs ci-dessus définis, le gestionnaire du réseau de distribution est autorisé à vérifier ou à faire vérifier les installations du client avant la mise en service de celles-ci et ultérieurement autant que de besoin. Si les installations sont reconnues défectueuses ou si le client s'oppose à leur vérification, le concessionnaire pourra refuser de livrer l'énergie électrique ou interrompre cette livraison. Il pourra de même refuser d'accueillir toute injection d'énergie par des installations de production ne respectant pas les conditions définies ci-dessus.

En cas de désaccord sur les mesures à prendre en vue de faire disparaître toute cause de trouble dans le fonctionnement général du réseau, le différend sera soumis à l'autorité concédante au titre de sa mission de contrôle des ouvrages. A défaut d'accord dans un délai de dix jours, celui-ci pourra être porté à la connaissance du Préfet en vue d'une conciliation éventuelle.

De même, en cas d'injonction émanant de l'autorité de police compétente ou d'une juridiction statuant en référé, de danger grave et immédiat, de trouble causé par un client dans le fonctionnement de la distribution ou d'usage illicite ou frauduleux, le gestionnaire du réseau de distribution aura les mêmes facultés de refus ou d'interruption.

Article 33 — Appareils de mesure et de contrôle

Les appareils de mesure et de contrôle des éléments concourant à la facturation de l'énergie électrique et à l'équilibrage des flux sont d'un modèle répondant aux exigences de l'arrêté du 1^{er} août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active.

Les appareils de mesure et de contrôle mis en œuvre pour la tarification et la facturation de l'énergie électrique comprennent notamment :

- un compteur d'énergie active ainsi que d'éventuels dispositifs additionnels nécessaires à la mise en œuvre prévue dans la réglementation :
- dispositifs liés à la mesure en fonction de la puissance demandée par le client (transformateurs de mesure par exemple) ;
- dispositifs de communications utilisés par le gestionnaire du réseau de distribution pour mettre à disposition les services prévus par la réglementation ;
- dispositifs de limitation ou de contrôle de la puissance ;
- dispositifs complémentaires nécessaires à la mise en œuvre de certaines tarifications (relais, horloges par exemple).

- en substitution à certains matériels ci-dessus, les dispositifs de comptage mis en place en application des articles R. 341-4 et suivants du code de l'énergie dans le respect des objectifs et conditions fixés par la réglementation.

Le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre, dans les conditions prévues par la réglementation, des dispositifs permettant aux fournisseurs d'énergie de proposer à leurs clients des prix différents suivant les périodes de l'année ou de la journée et incitant les utilisateurs du réseau à limiter leur consommation dans les périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée.

Les articles R. 341-4 et suivants, complétés notamment par un arrêté du 4 janvier 2012 et une délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 juillet 2014, précisent les fonctionnalités de ces dispositifs de comptage évolués et les modalités de leur déploiement.

A) Basse tension

En basse tension, les compteurs électriques sont installés et périodiquement vérifiés sous la responsabilité du gestionnaire du réseau de distribution, conformément aux dispositions de l'arrêté du 1^{er} août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active. Il en est de même pour les autres appareils de mesure et de contrôle, y compris les dispositifs additionnels de communication ou de transmission d'information répondant directement au même objet, ainsi que leurs accessoires (tableau de support, dispositif de fixation et de scellement, etc.).

Ces instruments sont entretenus et renouvelés par ses soins et font partie du domaine concédé.

Les appareils de mesure et de contrôle mis en œuvre pour la tarification et la facturation de l'énergie électrique sont scellés par le gestionnaire du réseau de distribution. Ceux de ces appareils qui appartiendraient aux clients à la signature du présent cahier des charges continuent, sauf convention contraire avec le gestionnaire du réseau de distribution, à rester leur propriété, l'entretien de ces appareils étant à leur charge. Toutefois, lorsque ces appareils sont renouvelés, le gestionnaire du réseau de distribution fournit et pose de nouveaux instruments qui sont intégrés au domaine concédé.

Les compteurs, ainsi que les dispositifs additionnels et accessoires, sont normalement installés en un ou des emplacements appropriés, choisis d'un commun accord entre le client et le gestionnaire du réseau de distribution. Le client devra veiller à ne pas porter atteinte à l'intégrité et au bon fonctionnement des appareils.

En cas de renouvellement, le nouveau compteur est posé en lieu et place du compteur existant sans modification de l'installation intérieure.

Les prescriptions relatives à l'emplacement du compteur et à sa fixation sur un « panneau de comptage » sont précisées par la norme NF C 14-100.

B) Haute tension

Pour les clients alimentés en haute tension, les appareils de mesure et de contrôle sont fournis, posés, réglés, scellés et périodiquement vérifiés par le gestionnaire du réseau de distribution, conformément aux dispositions de l'arrêté du 1^{er} 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 du compteur et contrôler chaque fois qu'il le juge utile.

Le contrôle des instruments de mesure est régi par le décret n°2001-387 du 3 mai 2001 dont l'article 35 traite du contrôle des instruments par leur détenteur. Les modalités de ce contrôle sont définies par l'arrêté du 1^{er} août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active.

Les clients ont de même le droit de demander la vérification de ces appareils soit par le gestionnaire du réseau de distribution, soit par un expert désigné d'un commun accord ; les frais de vérification sont à la charge du client, dans les conditions prévues aux catalogues de prestations du gestionnaire du réseau de distribution, si le compteur est reconnu exact, dans la limite de la tolérance réglementaire.

L'autorité concédante peut signaler au gestionnaire du réseau de distribution des appareils de comptage dont elle estime qu'ils pourraient présenter une défaillance. Le gestionnaire du réseau de distribution procède à des vérifications, apporte les mesures correctives qu'il juge utiles et en informe l'autorité concédante.

Dans tous les cas, un défaut d'exactitude ne sera pris en considération que s'il dépasse la limite de tolérance réglementaire.

Les compteurs déposés doivent faire l'objet d'une vérification avant réutilisation.

Cette vérification est réalisée conformément aux dispositions de l'arrêté du 1^{er} août 2013 relatif aux compteurs d'énergie active.

Lorsqu'une erreur est constatée dans l'enregistrement des consommations, une rectification est effectuée par le gestionnaire du réseau de distribution dans les limites autorisées par les textes applicables en matière de prescription et de consommation. La période à corriger commence à la date à laquelle le concessionnaire a pu constater pour la dernière fois le bon fonctionnement du dispositif de comptage et se termine à la date à laquelle le matériel défectueux ou détérioré est remplacé. Pendant la période définie ci-dessus où ces appareils auront donné des indications erronées, les quantités d'énergie livrées seront déterminées par comparaison avec les consommations des périodes antérieures similaires au regard de l'utilisation de l'électricité ou à défaut, par comparaison avec des sites présentant des caractéristiques de consommation comparables (puissance, option tarifaire, zone géographique).

Conformément à l'article L. 224-11 du code de la consommation, aucune consommation 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 réglementation en vigueur.

1°) En haute tension, l'électricité est livrée sous forme de courant alternatif triphasé, à la fréquence nominale fixée par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité et sous une tension nominale de [20 000 volts].

La fréquence nominale de la tension au point de livraison est de 50 Hz. Le gestionnaire de réseau de distribution s'engage sur la fréquence de la tension conformément à la norme NF EN 50160.

Les tolérances de variation de la tension autour de la valeur nominale ci-dessus sont les suivantes :

- la valeur de la tension fixée dans chaque contrat conclu avec un client pour l'accès au réseau public de distribution (ci-après : « tension contractuelle ») ne doit pas s'écarter de plus de 5 %, en plus ou en moins de la tension nominale ;
- la tension de fourniture dans les conditions normales d'exploitation, mesurée au point de livraison, ne doit pas s'écarter de plus de 5 %, en plus ou en moins de la valeur de la tension contractuelle.

L'arrêté du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité, pris en application des articles D. 322-1 et suivants du code de l'énergie, prescrit que la tension efficace au point de livraison, moyennée sur dix minutes, doit être au moins égale à 90% de la tension nominale, sans pouvoir excéder 110% de la tension nominale.

La norme NF EN 50160 précise les conditions de mesure et la norme NF EN 61000-4-30 la méthode de mesure.

En haute tension, le gestionnaire du réseau de distribution prend également à l'égard des clients, des engagements concernant la continuité et la qualité de l'onde de tension. Ils comportent des seuils de tolérance qui peuvent être personnalisés dans les conditions prévues aux contrats d'accès au réseau :

- en-deçà desquels le gestionnaire du réseau de distribution est présumé non responsable des dommages survenant chez les clients, du fait d'interruptions ou de défauts dans la qualité de la fourniture ;
- au-delà desquels le gestionnaire du réseau de distribution est présumé responsable des dommages visés et tenu d'indemniser les clients à hauteur des préjudices effectivement subis par ces derniers, sauf dans les cas qui relèvent de la force majeure ou de circonstances exceptionnelles au sens de l'article D. 322-1 du code de l'énergie - indépendantes de la volonté ou de l'action du gestionnaire du réseau de distribution et non maîtrisables en l'état des techniques - caractérisant un régime d'exploitation perturbé. Les modalités financières sont précisées dans les contrats des clients.

Les engagements pris ou susceptibles d'être ainsi souscrits par le gestionnaire du réseau de distribution concernent :

- les coupures pour travaux sur le réseau public de distribution ;
- les interruptions suite à incident ;
- les variations rapides de la tension (papillotement) ;
- le déséquilibre de la tension.

Les engagements sur la qualité de l'onde sont basés sur la norme NF EN 50160 « Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution » qui définit, décrit et spécifie, au point de livraison

de l'utilisateur du réseau, les caractéristiques principales de tension fournies en basse tension, moyenne tension et haute tension AC dans des conditions normales d'exploitation.

2°) L'électricité est livrée en basse tension sous forme de courant monophasé, ou triphasé, alternatif avec une fréquence de la tension conforme aux exigences fixées au 1°), et avec une tension conforme aux textes réglementaires et normatifs relatifs aux tensions nominales en basse tension des réseaux de distribution d'énergie électrique.

⚡ L'arrêté du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité, pris en application des articles D. 322-1 et suivants du code de l'énergie, a fixé la tension pour les livraisons en basse tension, à 230 volts en monophasé, c'est-à-dire entre l'une quelconque des trois phases et le neutre, et à 400 volts en triphasé, c'est-à-dire entre deux quelconques des trois phases. L'arrêté précité prescrit que la tension efficace au point de livraison, moyennée sur dix minutes, doit être au moins égale à 90% de la tension nominale, sans pouvoir excéder 110% de la tension nominale.

La norme NF EN 50160 précise les conditions de mesure et la norme NF EN 61000-4-30 la méthode de mesure.

En basse tension, le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à mettre tous les moyens en œuvre en vue d'assurer la disponibilité du réseau public de distribution pour acheminer l'électricité jusqu'au point de livraison du client, sauf dans les cas qui relèvent de la force majeure ou de circonstances exceptionnelles au sens de l'article D. 322-1 du code de l'énergie.

Article 36 — Continuité de service

Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de prendre les dispositions appropriées pour acheminer l'énergie électrique dans les conditions de continuité et de qualité définies par l'article 35 ci-dessus et par les textes réglementaires en vigueur, afin de concilier les besoins des clients, les aléas inhérents à l'exploitation du réseau et la nécessité pour le gestionnaire du réseau de distribution de faire face à ses charges.

⚡ Les modalités d'application de ces dispositions prévues à l'article L. 322-12 du code de l'énergie sont fixées par des dispositions réglementaires, notamment par les articles D. 322-2 et suivants du code de l'énergie relatifs aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

Les conditions de qualité et de continuité de l'onde électrique sont précisées dans les contrats des clients.

Le gestionnaire du réseau de distribution a toutefois la faculté d'interrompre le service pour toutes opérations d'investissement dont lui ou l'autorité concédante est maître d'ouvrage, de mise en conformité ou de maintenance du réseau concédé, ainsi que dans le cadre de manœuvres liées au dépannage, aux opérations de délestage en regard de conditions d'exploitation contrainte, de l'injonction d'une autorité ou lors de réparations urgentes que requiert le matériel. Le gestionnaire du réseau de distribution s'efforce alors de réduire ces interruptions au minimum, notamment par l'utilisation des possibilités nouvelles offertes par le progrès technique, et de les situer, dans toute la mesure compatible avec les nécessités de l'exploitation, aux dates et heures susceptibles de provoquer le moins de gêne possible aux clients.

En basse tension, lorsque des interventions programmées, et donc non urgentes, sur le réseau sont nécessaires, les dates, heures et durées prévisibles de ces interruptions sont portées au moins trois jours à l'avance à la connaissance de l'autorité concédante, du maire intéressé et des clients, par voie de presse, d'affichage et, dans toute la mesure du possible, d'information individuelle.

En haute tension, lorsque les travaux ne présentent pas un caractère d'urgence, le gestionnaire du réseau de distribution prend contact avec les clients concernés raccordés en haute tension en soutirage afin de déterminer d'un commun accord la date de réalisation des travaux. Le gestionnaire du réseau de distribution informe le client de la date, de l'heure et de la durée des coupures, au moins 10 jours ouvrés avant la date de réalisation effective des travaux.

Les contrats des clients mentionnent ces engagements, ainsi que les modalités de programmation des interruptions.

Dans les circonstances exigeant une intervention immédiate, le gestionnaire du réseau de distribution est autorisé à prendre d'urgence les mesures nécessaires. Il en avise, dans la mesure du possible, le maire intéressé, l'autorité concédante et le service du contrôle désigné par celle-ci.

Article 37 — Modification des caractéristiques de l'énergie livrée

En application du principe d'adaptabilité à la technique, le gestionnaire du réseau de distribution a le droit de procéder aux travaux de changement de tension ou de nature de l'énergie distribuée en vue d'augmenter la capacité des réseaux existants, de les rendre conformes aux normes prescrites par les textes réglementaires en vigueur ou de les exploiter aux tensions normalisées fixées par ceux-ci.

⌘ Il s'agit des textes déjà cités en commentaire de l'article 35 ci-dessus.

Les travaux concernant lesdites modifications sont portés à la connaissance de l'autorité concédante et des clients intéressés six mois au moins avant leur commencement.

Si le gestionnaire du réseau de distribution vient à modifier à un moment quelconque les caractéristiques du courant alternatif livré à un client, il prend à sa charge les frais de modification des appareils et des installations consécutifs à ce changement sous les réserves suivantes :

A) En basse tension

1°) Les clients supportent la part des dépenses qui correspond à la mise en conformité de leurs installations intérieures avec les textes réglementaires en vigueur lors du changement de tension et de leurs appareils électriques, dans la mesure où ce renouvellement n'est pas la conséquence du changement de nature de l'énergie, mais est rendu nécessaire par l'état 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 événement 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 des besoins prioritaires de la population lors des situations de crise. Le niveau de satisfaction de ces besoins est fixé en fonction de la vulnérabilité de certains groupes de populations, des caractéristiques du service ou du réseau concerné et du degré constaté de défaillance du réseau. Les critères de définition des populations vulnérables et le niveau spécifique de satisfaction de leurs besoins sont précisés, en tant que de besoin, par arrêté conjoint des ministres en charge de la santé, de la sécurité civile et de l'énergie.

En application de l'article L. 732-1 et des articles R. 732-1 et suivants du code de la sécurité intérieure.

Le gestionnaire du réseau de distribution prend notamment des mesures pour protéger les installations contre les risques, agressions et menaces prévisibles et alerter sans délai l'autorité compétente de l'imminence ou de la survenue d'une défaillance grave de ses installations susceptible de porter atteinte à la continuité du service.

Il élabore en outre un plan interne de crise qui permet d'assurer le plus rapidement possible une distribution adaptée du service permettant la satisfaction des besoins prioritaires de la population en cas de situation de crise.

Lorsque sur le territoire de la concession, les conditions normales d'exploitation ne peuvent plus être assurées en raison d'une situation de crise, le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre une organisation et des ressources dédiées dans le cadre d'un dispositif de gestion de crise 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.

B) Informations et conseils aux clients

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'attache à fournir aux clients une information objective et à leur proposer, lors de la mise en service de leur installation et à tout moment, à leur demande, une offre adaptée à leurs besoins.

☞ Lors de la conclusion du contrat, sur la base des éléments d'information recueillis auprès du client sur ses besoins, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente le conseille sur le tarif à souscrire pour son point de livraison. En cours de contrat, le client peut contacter le fournisseur aux tarifs réglementés de vente pour s'assurer de l'adéquation du tarif souscrit en cas d'évolution de ses besoins. Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'engage à répondre à toute demande du client qui souhaiterait disposer d'éléments d'information généraux pour s'assurer que son tarif est adapté à son mode de consommation.

En particulier, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informe les demandeurs souhaitant souscrire une puissance inférieure ou égale à 36 kVA de leur droit à une offre de fourniture d'électricité basée sur un tarif réglementé de vente.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met à la disposition des clients équipés d'un compteur communicant les informations prévues à l'article L. 224-9 du code de la consommation selon les modalités définies par le décret prévu pour son application.

☞ Pour les clients non équipés d'un compteur communicant, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met à leur disposition un bilan annuel de leurs consommations et de leurs factures, si les données sont disponibles sur une année pleine. Ce bilan est transmis aux clients avec leur facture soit par voie postale, soit par voie électronique s'ils ont opté pour la facture électronique.

Ce bilan s'articule autour de quatre contenus :

- *le bilan des factures exprimé en euros ;*
- *le bilan des consommations exprimées en kWh ;*
- *des analyses de consommation :*
 - o *évolutions des consommations dans le temps,*
 - o *comparaison de la consommation à celle de foyers similaires sur la période,*
 - o *analyse de l'utilisation des Heures Creuses pour les clients HC/HP sur la période,*
 - o *répartition estimée de la consommation par usages.*
- *des conseils éco-gestes.*

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente accompagne les clients pour leur permettre de prendre pleinement part à la transition énergétique, faire des économies d'énergie et modérer leur facture, selon les modalités précisées au chapitre III du présent cahier des charges.

Il aide les clients rencontrant des difficultés de paiement à analyser leur consommation de manière personnalisée, les conseille sur les modalités de paiement les plus adaptées, les informe sur les aides et les oriente, le cas échéant, vers les services adéquats.

S'agissant des clients en situation de précarité énergétique, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met en œuvre les dispositions prévues à l'article 22 du chapitre III du présent cahier des charges.

C) Modalités de contractualisation et de résiliation

Toute livraison d'énergie électrique est subordonnée à la passation d'un contrat entre le fournisseur aux tarifs réglementés de vente et le client pouvant bénéficier d'un tarif réglementé de vente, dans les conditions définies par la réglementation.

☞ Conformément aux articles L.224-1 et suivants du code de la consommation.

Les contrats souscrits avec les clients bénéficiaires des tarifs réglementés de tension fixent les modalités de la relève des quantités d'électricité acheminées et de la facturation de l'utilisation du réseau.

Le client demeure personnellement responsable des obligations nées de son contrat, notamment du paiement des factures, jusqu'à la date effective de sa résiliation, et ce sans préjudice des obligations des personnes tenues solidairement au paiement.

D) Modalités de facturation et de paiement

Les modalités de facturation et de paiement sont établies par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente dans le respect de la réglementation.

☞ A la date de signature du présent contrat, conformément à l'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 de commerce ;
- le client bénéficie des dispositions des articles L. 712-1 et R. 712-1 et suivants du code de la consommation relatives à la procédure devant la commission de surendettement des particuliers;
- le client a déposé, dans les conditions fixées par l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles et du décret n° 2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau modifié, un dossier de demande d'aide auprès de l'organisme gestionnaire du Fonds de solidarité pour le logement (FSL), dans l'attente que celui-ci se prononce ;

- conformément à l'article L.115-3 du code de l'action sociale et des familles, entre 1^{er} novembre de chaque année et le 31 mars de l'année suivante.

Article 40 — Traitement des réclamations

Toute réclamation adressée par les clients au concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, quel que soit son mode de transmission (par exemple, téléphone, site internet ou courrier), donne lieu à une réponse du concessionnaire.

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente maintiennent, chacun pour ce qui le concerne, un dispositif de traitement des réclamations pour apporter une réponse rapide aux attentes des clients.

Le gestionnaire du réseau de distribution répond aux clients dans les délais définis par la Commission de régulation de l'énergie.

☞ Conformément à l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente organise le traitement des réclamations en instituant un premier niveau d'instance constitué par ses centres de relation client et une instance d'appel constituée par son service Consommateurs. Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informe le client du délai de traitement de sa réclamation quand la réponse ne peut pas être apportée immédiatement par le centre de relation client. L'objectif du fournisseur aux tarifs réglementés de vente est d'apporter une réponse aux réclamations écrites des clients dans un délai de trente jours à compter de leur réception.

☞ Le service Consommateurs est compétent sur la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente.

En complément de ce dispositif, les clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente, ainsi que les clients utilisateurs du réseau de distribution, ont la possibilité de solliciter le médiateur du concessionnaire.

☞ Le médiateur du concessionnaire respecte les dispositions de l'ordonnance n° 2015-1033 du 20 août 2015 transposant en droit interne la directive du 21 mai 2013 sur le règlement extrajudiciaire des litiges de consommation.

En outre, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informent les clients de la faculté dont ils disposent de saisir le médiateur national de l'énergie, telle que prévue à l'article L. 122-1 du code de l'énergie.

☞ Conformément à l'article L. 122-1 du code de l'énergie, le médiateur national de l'énergie est chargé de recommander des solutions aux litiges entre les personnes physiques ou morales et les entreprises du secteur de l'énergie et de participer à l'information des consommateurs énergie sur leurs droits.

La saisine du médiateur national de l'énergie :

- *ne peut concerner que des litiges nés de l'exécution des contrats conclus par un consommateur non professionnel ou par un consommateur professionnel appartenant à la catégorie des micro-entreprises mentionnée à l'article 51 de la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie ;*
- *doit faire suite à une réclamation écrite préalable du consommateur auprès du fournisseur ou du distributeur concerné, qui n'a pas permis de régler le différend dans le délai fixé à l'article R. 122-1 du code de l'énergie ;*
- *peut être exercée directement et gratuitement par le consommateur ou son mandataire.*

Le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, indique sur toutes ses réponses aux réclamations reçues les recours possibles.

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente rendent compte à l'autorité concédante des réclamations reçues et des réponses apportées au titre du présent article, au travers du compte rendu annuel d'activité prévu à l'article 44 du présent cahier des charges.

CHAPITRE V

TARIFICATION

Article 41 — Principes généraux régissant la tarification des fournitures aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente

L'autorité concédante et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente adhèrent aux principes suivants :

- égalité de traitement : des fournitures ayant les mêmes caractéristiques doivent pouvoir bénéficier des mêmes options et opportunités tarifaires ;

☞ *Les caractéristiques à prendre en considération sont les suivantes :*

- période de mise à disposition ou d'utilisation de l'énergie ;
- puissance demandée ou mise à disposition et modulation de cette puissance selon ces périodes ;
- tension de raccordement ;
- consommation d'énergie réactive rapportée à la consommation d'énergie active ;
- durée des contrats.

- péréquation géographique des tarifs au plan national, le cas des îles non reliées électriquement au continent pouvant faire l'objet de dispositions spécifiques ;

- établissement des tarifs nationaux conformément à l'article L. 337-4 du code de l'énergie. Ces modalités ne font pas obstacle à une concertation préalable entre le concessionnaire et les autorités concédantes par l'intermédiaire de leurs organisations les plus représentatives ;

☞ *Ces tarifs réglementés de vente font l'objet de propositions motivées de la Commission de régulation de l'énergie qui sont transmises aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie. En l'absence d'opposition de l'un des ministres dans un délai de trois mois suivant la réception de ces propositions, la décision est réputée acquise et les tarifs sont publiés au Journal officiel.*

- publicité des prix appliqués pour la facturation des fournitures.

☞ *Les tarifs réglementés de vente sont consultables selon les modalités fixées par les conditions générales de vente.*

Afin de refléter au mieux la structure des coûts de production et de mise à disposition de l'électricité, il est établi un contrat pour chaque point de livraison : le fournisseur aux tarifs réglementés de vente n'est pas tenu d'appliquer plus d'un contrat à un même point de livraison, ni d'accorder un contrat regroupant des fournitures à un client recevant l'énergie en des points de livraison différents.

La tarification comporte, pour chaque contrat, une redevance annuelle d'abonnement et un ou des prix de l'énergie effectivement consommée, sauf dans le cas de fournitures particulières appelant un traitement de caractère forfaitaire.

Le montant annuel de l'abonnement d'une part, le ou les prix de l'énergie d'autre part, dépendent notamment :

- de la puissance souscrite par le client,
- de la tension sous laquelle l'énergie est fournie,
- du mode d'utilisation de ladite puissance au cours de l'année.

Le niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité est déterminé par l'addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément d'approvisionnement qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture.

☞ *Conformément à l'article R. 337-19 du code de l'énergie.*

A la suite d'une évolution, les nouveaux tarifs seront applicables aux consommations relevées postérieurement à la date d'effet des nouveaux tarifs.

Si cette modification intervient entre deux relevés successifs, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente décomptera ces consommations « prorata temporis » et déterminera forfaitairement par ce procédé la quantité afférente à la période antérieure à la fixation de la nouvelle valeur des prix et la quantité afférente à la période postérieure, les nouveaux prix ne devant être appliqués qu'à cette partie de la consommation.

Un tarif peut être mis en extinction ou supprimé.

Un tarif mis en extinction ne peut plus être proposé aux clients à compter de la date de prise d'effet de la mise en extinction. A la même date, l'application d'un tarif mis en extinction ne peut plus être demandée par un client pour un nouveau contrat. La mise en extinction d'un tarif n'a pas d'effet sur les contrats en cours. Elle n'entraîne pas la résiliation du contrat en cours, y compris lors de la tacite reconduction de celui-ci. Le client conserve le tarif en extinction tant qu'il ne demande pas de modification du tarif souscrit. Lorsque le client demande au fournisseur aux tarifs réglementés de vente une modification du tarif souscrit, il est informé qu'il perd le bénéfice de ce tarif en extinction.

Quand un tarif est supprimé, le client est informé dans un délai de trois mois à compter de la date d'effet de la décision de suppression du tarif et est avisé de la nécessité de choisir un autre tarif parmi ceux en vigueur. S'il n'a pas opéré ce choix dans un délai d'un an à compter de la date d'effet de la suppression du tarif, la correspondance tarifaire prévue à cet effet par la décision de suppression du tarif lui est appliquée.

Article 42 — Principes généraux régissant la tarification de l'utilisation du réseau public de distribution et les prestations annexes

A) Tarification de l'utilisation du réseau public de distribution

La tarification de l'utilisation du réseau public de distribution fait l'objet de décisions motivées de la Commission de régulation de l'énergie. Ces décisions sont élaborées et publiées dans les conditions prévues à l'article L. 341-3 du code de l'énergie.

Le ou les tarifs d'utilisation du réseau sont facturés par le gestionnaire de réseau de distribution au client ou au fournisseur de ce dernier.

Les tarifs sont conformes aux prescriptions réglementaires et dépendent notamment :

- de la puissance souscrite par l'utilisateur,
- de la tension sous laquelle l'énergie est livrée,
- du mode d'utilisation de ladite puissance au cours de l'année,
- des caractéristiques du transit de puissance sur le site (injection ou soutirage).

☞ L'article L. 341-2 du code de l'énergie définit les principes généraux de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité.

En cas de changement de tarif, le nouveau tarif est applicable aux utilisateurs à la date prévue par la décision de la Commission de régulation de l'énergie. Si cette modification intervient entre deux relevés successifs, le gestionnaire de réseau de distribution facturera l'utilisation du réseau « prorata temporis » et déterminera forfaitairement par ce procédé la quantité afférente à la période antérieure à la fixation de la nouvelle valeur des prix et la quantité afférente à la période postérieure, les nouveaux prix ne devant être appliqués qu'à cette partie de l'énergie livrée.

B) Tarification des prestations annexes du gestionnaire de réseau de distribution

Le gestionnaire de réseau de distribution peut proposer des prestations annexes aux clients, aux fournisseurs ou à toutes autres personnes physiques ou morales. La part de ces prestations non couverte par le tarif d'utilisation des réseaux de distribution est facturée à ces utilisateurs par le gestionnaire de réseau de distribution de manière non discriminatoire.

Les prestations ainsi proposées par le gestionnaire de réseau de distribution sont facturées selon les modalités indiquées dans les catalogues des prestations, décrits en annexe 6, validés par la Commission de régulation de l'énergie, que le gestionnaire de réseau de distribution rend publics, notamment sur son site internet : www.enedis.fr. Il communique également ces informations sur simple demande.

CHAPITRE VI

COMMUNICATION DES DONNEES RELATIVES A LA CONCESSION

Article 43 — Inventaire des ouvrages

A la demande de l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau de distribution fournit à l'autorité concédante un inventaire détaillé et localisé des ouvrages, distinguant les biens de retour, les biens de reprise de la concession et les biens propres affectés au service dans les conditions prévues par la réglementation.

☞ L'article D. 2224-45 du code général des collectivités territoriales prévoit que le contenu de l'inventaire et les délais de sa production sont arrêtés par le ministre chargé de l'électricité après avis des organismes représentatifs des autorités concédantes et des organismes de distribution d'électricité.

L'inventaire ainsi fourni est établi à la date d'arrêté des comptes du gestionnaire du réseau de distribution.

☞ Les comptes du gestionnaire du réseau de distribution sont arrêtés et approuvés dans les conditions indiquées par l'article 225.68 du code de commerce.

Sous réserve des dispositions réglementaires prévues ci-dessus, il comprend, pour ce qui concerne les ouvrages concédés :

- pour les ouvrages enregistrés nativement par commune :
 - un fichier de données techniques portant sur les longueurs totales de réseau en basse tension (en distinguant : aérien nu, aérien torsadé, souterrain, câbles en aluminium, câbles en cuivre) et en moyenne tension (en distinguant : aérien nu, aérien torsadé, souterrain, câbles en aluminium, câbles en cuivre, câbles à isolation synthétique), le nombre de postes de transformation HTA/BT (en distinguant : en immeuble, en cabine basse, en cabine haute, en préfabriqué, sur poteau), le nombre de transformateurs HTA-BT, le nombre d'appareils de comptage au sens des articles R. 341-4 à R. 341-8 du code de l'énergie relatifs aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics de d'électricité en distinguant les compteurs effectivement communicant ;
 - un fichier de données comptables détaillant par commune, pour chaque ouvrage ou chaque regroupement d'ouvrages, le mois et l'année de mise en service, la valeur brute, la valeur nette comptable, la valeur de remplacement et le montant de la provision pour renouvellement ;
- pour les autres ouvrages :
 - un fichier détaillant, par nature d'ouvrage, l'année de mise en service, la valeur brute, la valeur nette comptable, la valeur de remplacement, le montant de la provision pour renouvellement attachée. Sont concernés les branchements, colonnes montantes électriques et appareils de comptage autres que ceux visés ci-dessus. Ils sont affectés au moyen de clés de répartition que le gestionnaire de réseau de distribution s'engage à détailler et expliciter à la demande de l'autorité concédante.

Au titre de la mise en place progressive d'un suivi détaillé des branchements collectifs, le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à enregistrer la totalité des flux entrants (ouvrages nouvellement construits ou rénovés) dans un système d'information.

Article 44 — Contrôle et compte-rendu annuel d'activité

A) L'autorité concédante exerce le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par le présent cahier des charges. A cet effet, les agents de contrôle qu'elle désigne peuvent à tout moment procéder à toutes vérifications et prendre connaissance sur place, ou copie, de toutes informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice de la compétence d'autorité concédante.

⌘ L'exercice du contrôle de la distribution d'énergie électrique par l'autorité concédante est prévu par l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

Ils ne peuvent en aucun cas intervenir dans la gestion de l'exploitation.

Les principes de ce contrôle sont définis à l'annexe 1 du présent cahier des charges.

B) Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente communiquent à l'autorité concédante au plus tard le 1^{er} 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.

Le compte-rendu annuel d'activité fait apparaître les éléments suivants :

1°) L'analyse de la qualité du service rendu aux clients de la concession

Celle-ci comporte les résultats afférents à la qualité du service rendu aux clients, au titre de chaque mission concernée et à la qualité de l'énergie distribuée au moyen d'indicateurs portant sur chacune des missions du service concédé.

Ces indicateurs sont communiqués au périmètre de la concession, à l'exception de ceux relatifs à la qualité de l'énergie distribuée qui peuvent être communiqués à un périmètre plus précis.

Cette analyse comporte également une présentation des mesures prises par le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente pour répondre aux exigences de qualité du service définies par la réglementation et le présent contrat.

Les informations de nature statistique sont communiquées, dans la mesure du possible, au périmètre de la concession. Par exception, celles de ces informations qui ne sont pas susceptibles de répartition sont communiquées à un périmètre plus large.

2°) Les informations relatives à la politique d'investissement et de maintenance du réseau concédé

La présentation de la politique d'investissement et de maintenance du réseau concédé comporte :

- d'une part, le compte rendu de la politique d'investissement et de développement du réseau concédé mentionné au I de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, ce qui vaut, sauf demande expresse, transmission à l'autorité concédante de ce dernier compte-rendu ; ce compte-rendu identifiera les investissements menés par finalité ainsi que la localisation et le montant de ces opérations ;
- et, d'autre part, des éléments relatifs au gros entretien des ouvrages.

Ce compte-rendu annuel comprend des éléments prévisionnels relatifs aux investissements du gestionnaire du réseau de distribution mentionnés notamment à l'article 11 du présent cahier des charges, y compris les aspects liés à la répartition des investissements relatifs aux postes source desservant plusieurs concessions et aux raccordements des producteurs.

3°) Les éléments financiers liés à l'exploitation de la concession

1- Les éléments financiers d'exploitation de la concession comprennent, d'une part, les méthodes et les éléments de calcul retenus pour la détermination des produits et charges et, d'autre part :

- Au titre de la mission de développement et d'exploitation du réseau d'électricité, les rubriques de produits et de charges liées à l'exploitation courante de la concession :
 - les rubriques relatives aux produits d'exploitation sont : les recettes d'acheminement par type de client final (en fonction du domaine de tension et de la puissance maximale souscrite : HTA, BT de puissance supérieure à 36 kVA, BT de puissance inférieure à 36 kVA) découlant du tarif d'utilisation des réseaux visé à l'article L. 341-2 du code de l'énergie ; les recettes de raccordement, de prestations annexes et autres recettes ; la production stockée et immobilisée ; les reprises sur amortissements distinguant les reprises d'amortissements de financements du concédant des autres types de reprises ; les reprises sur provisions distinguant les reprises de provisions pour renouvellement et les reprises d'autres catégories de provisions, et le total des autres produits d'exploitation ;
 - les rubriques relatives aux charges sont : les charges d'exploitation (achats dont : accès au réseau amont et couverture de pertes ; charges de personnel ; redevances, impôts, taxes ; charges centrales et autres charges) et les charges calculées (dotations aux amortissements des biens en concession distinguant l'amortissement des financements du gestionnaire du réseau de distribution d'une part, et celui des financements de l'autorité concédante et des tiers, d'autre part ; autres amortissements ; dotations aux provisions relatives aux biens en concession ; autres dotations d'exploitation).

Ces rubriques sont présentées sous la forme d'un tableau qui reprend les postes d'un compte de résultat. Ce tableau mentionne également les produits et les charges exceptionnels.

- Au titre de la mission de fourniture aux tarifs réglementés de vente et établis au regard des quantités facturées dans l'année aux clients de la concession bénéficiant de ces tarifs :
 - le chiffre d'affaires ;
 - les coûts commerciaux établis, pour les clients de la concession, sur la base des coûts nationaux de l'exercice considéré correspondant à ceux communiqués par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente à la Commission de régulation de l'énergie.

Les informations sont communiquées au périmètre des clients de la concession raccordés au réseau public de distribution d'électricité bénéficiant du tarif réglementé de vente dit « bleu » mentionné à l'article R. 337-18 du code de l'énergie.

2- Ces éléments d'exploitation s'accompagnent d'une présentation des perspectives d'évolution des grandes rubriques de charges et de produits ci-dessus dans le cadre tarifaire en vigueur.

4°) La consistance du patrimoine concédé :

La présentation du patrimoine concédé, par catégories d'ouvrages, concerne les ouvrages dont l'autorité concédante est propriétaire en vertu du premier alinéa de l'article L. 322-4 du code de l'énergie.

Elle indique, pour chacune de ces catégories d'ouvrages, d'une part, leur valeur brute et sa variation annuelle, leur valeur nette comptable, leur valeur de remplacement et le montant des provisions pour renouvellement restant et, d'autre part, la synthèse des passifs spécifiques qui leur sont attachés, ainsi que leur durée d'amortissement.

Le tableau de variation des valeurs brutes fait apparaître pour l'exercice considéré les sorties d'actif, les sources de financement des ouvrages mis en service dans l'année, détaillant les apports financiers du concédant et des tiers, ainsi que les apports nets du gestionnaire de réseau de distribution.

La présentation de la synthèse des passifs spécifiques distingue les financements respectifs du concédant et du gestionnaire du réseau de distribution, les amortissements de financements du concédant et le solde de la provision pour renouvellement.

5°) Les évolutions juridiques, économiques, techniques ou commerciales notables :

Le compte rendu annuel d'activité explicite les évolutions d'ordre juridique, économique, technique ou commercial intéressant les activités concédées et leur prise en compte par le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente ayant des effets sur l'exploitation de la concession.

Il précise notamment l'évolution de l'organisation du gestionnaire 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 1/1000^{ème}) mis à jour de tout ou partie du réseau basse ou haute tension existant.

Cette mise à disposition est réalisée sous un format électronique compatible avec les systèmes d'information géographique usuels (format shape).

Ces plans de réseau contiennent des données cartographiques qui sont listées à l'annexe 1 du présent cahier des charges.

Cette mise à disposition peut être complétée, selon des modalités techniques et financières convenues entre les parties par des conventions spécifiques « moyenne échelle » et « grande échelle » définissant :

- pour la « moyenne échelle », des échanges réciproques entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante de données cartographiques supplémentaires facilitant la coordination et l'accomplissement de leurs activités respectives de maîtrise d'ouvrage des travaux ;
- pour la « grande échelle », des échanges réciproques entre le gestionnaire de réseau de distribution et l'autorité concédante de données cartographiques dans une démarche commune d'établissement, d'échange et de gestion des fonds de plans sur leurs chantiers respectifs, notamment dans le cadre des obligations liées au décret n° 2011-1241 du 5 octobre 2011 relatif à l'exécution des travaux à proximité de certains ouvrages souterrains, aériens ou subaquatiques de transport ou de distribution, mais également afin de faciliter la réalisation de leurs missions respectives ;

Dans le cas où l'autorité concédante est compétente en matière de gestion de banque de données urbaines au périmètre de la concession, celle-ci s'engage à mettre à disposition du gestionnaire du réseau de distribution les fonds de plan à grande échelle (de précision supérieure à 1/1000^{ème}) géo-référencés qu'elle tient à jour, selon des modalités techniques et financières à convenir entre les parties dans une convention spécifique.

Dans l'hypothèse où cette base de données urbaine n'existe pas ou est incomplète, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante examineront ensemble les conditions de son établissement.

Article 46 — Pénalités

En cas de non-production des documents prévus aux articles 43 à 45 ci-dessus dans les conditions qu'ils définissent et après mise en demeure par l'autorité concédante, par lettre recommandée avec accusé de réception, restée sans suite pendant quinze jours, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, chacun pour ce qui le concerne, versent à celle-ci une pénalité dont l'autorité concédante arrête le montant dans la limite de :

- pour le gestionnaire du réseau de distribution : un millionième du montant des recettes d'acheminement de la concession mentionné dans les éléments financiers d'exploitation du dernier compte-rendu annuel d'activité communiqué, par jour de retard à compter de la date d'expiration de la mise en demeure adressée par l'autorité concédante ;
- pour le fournisseur aux tarifs réglementés de vente : un millionième du chiffre d'affaires de la concession mentionné dans les éléments financiers d'exploitation du dernier compte-rendu annuel d'activité communiqué, par jour de retard à compter de la date d'expiration de la mise en demeure adressée par l'autorité concédante.

Les parties conviennent d'appliquer en lieu et place des modalités définies à l'article 46 ci-dessus, à leur entrée en vigueur, toutes dispositions réglementaires qui porteraient sur le régime des pénalités dues en cas de non-respect de ces mêmes obligations.

Article 47 — Mise à disposition dématérialisée d'informations

Dans l'année qui suit la signature du présent contrat, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente proposent, chacun pour ce qui le concerne, à l'autorité concédante un espace internet personnalisé et sécurisé permettant la mise à disposition de données relatives à la concession relevant du présent chapitre.

Ils mettent à disposition sur l'espace internet mentionné ci-dessus le compte rendu annuel d'activité mentionné au B) de l'article 44 ci-dessus dans le délai de trente jours suivant sa communication à l'autorité concédante, conformément à la réglementation.

CHAPITRE VII

TERME DE LA CONCESSION

Article 48 — Durée de la concession

Sauf dispositions législatives contraires, la durée de la concession est fixée à 25 ans, à compter du 1^{er} janvier 2022, sous réserve que l'autorité concédante ait accompli à cette date les formalités propres à rendre le contrat exécutoire. Elle assure par ailleurs le respect des obligations de publicité.

⌘ Compte tenu de l'équilibre nécessaire entre les diverses dispositions du cahier des charges, et notamment celles créant des droits et obligations à la charge du concessionnaire, la durée de la concession est normalement comprise entre 25 et 30 ans.

Les conditions dans lesquelles le contrat deviendra exécutoire sont précisées à l'article L. 2131-1 du code général des collectivités territoriales.

Article 49 — Renouvellement ou expiration de la concession

Deux ans au moins avant le terme de la concession, les parties se rapprocheront aux fins d'examiner les conditions ultérieures d'exécution du service public pour le développement et l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et pour la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés.

A) En cas de renouvellement de la concession au profit du concessionnaire les immobilisations concédées ainsi que les dettes et créances qui y sont attachées seront intégralement maintenues au bilan du concessionnaire. Les provisions antérieurement constituées par le concessionnaire en vue de pourvoir au renouvellement des ouvrages concédés, non utilisées à l'échéance du présent contrat, resteront affectées à des travaux sur le réseau concédé.

B) L'autorité concédante a la faculté de ne pas renouveler la concession si le maintien du service ne présente plus d'intérêt, soit par suite de circonstances économiques ou techniques de caractère permanent, soit parce qu'elle juge préférable d'organiser un service nouveau tenant compte des progrès de la science. L'autorité concédante doit notifier son intention de ne pas renouveler la concession un an au moins avant son expiration.

L'autorité concédante pourra également, pour les mêmes motifs, mettre fin à la concession avant sa date d'expiration, dès lors que dix ans au moins se seront écoulés depuis le début de la concession et sous réserve d'un préavis de quatre ans adressé au concessionnaire.

Dans l'un ou l'autre cas mentionné au présent B) :

- le concessionnaire est tenu de remettre à l'autorité concédante les biens de retour de la concession définis à l'article 2 du présent cahier des charges en état normal de service. L'autorité concédante est subrogée vis-à-vis des tiers aux droits et obligations du concessionnaire,
- une indemnité est calculée, égale cumulativement :
 - à la différence, plafonnée à la valeur nette comptable des ouvrages de la concession, entre :
 - le montant non amorti de sa participation au financement des ouvrages de la concession, tel qu'il résultera de la comptabilité du concessionnaire, réévalué⁸ par référence au TMO,

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.

Le TMO correspond à la moyenne arithmétique des douze 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.

CHAPITRE VIII

DISPOSITIONS DIVERSES

Article 50 — Conciliation et contestations

En cas de manquement aux obligations qui sont imposées au concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, par le présent cahier des charges, un procès-verbal de constat pourra être fait par les agents du contrôle de l'autorité concédante. Il sera notifié au concessionnaire, sans préjudice des recours qui pourront être exercés contre le concessionnaire.

Avant l'engagement de toute procédure juridictionnelle, les parties conviennent que les contestations qui naîtraient entre elles concernant l'interprétation ou l'exécution du présent cahier des charges doivent donner lieu à une tentative de conciliation. A cette fin, les contestations doivent être :

- portées devant la Commission permanente de conciliation. Une fois saisie par la partie la plus diligente, cette Commission dispose d'un délai de deux mois pour trouver un accord ;

⌘ La FNCCR a été l'interlocuteur national d'Enedis et d'EDF S.A. pour l'établissement du modèle de contrat de concession. Elle est de ce fait l'organisme de représentation des collectivités concédantes qui en connaît le mieux l'esprit.

La FNCCR, Enedis et EDF S.A. sont convenus en conséquence de créer, au niveau national, une Commission permanente de Conciliation composée de six membres dont trois représentants du concessionnaire et trois représentants de la FNCCR.

- le cas échéant, portées à la connaissance du préfet en vue d'une conciliation éventuelle.

Si aucune conciliation n'est trouvée, la partie la plus diligente peut saisir le tribunal compétent.

L'une ou l'autre de ces procédures de conciliation ne fait pas obstacle au droit pour l'une des parties de saisir le juge compétent à titre conservatoire dans l'hypothèse où les délais de recours ne permettraient pas d'attendre l'issue de la conciliation.

Les parties s'informent mutuellement de tout recours contentieux portant sur le présent cahier des charges ou sur son interprétation.

Les dispositions précitées sont sans préjudice, pour la mission de développement et l'exploitation du réseau public de distribution d'énergie électrique, de celles prévues par l'article R. 111-19-8 du code de l'énergie permettant, à la demande d'au moins un quart des membres, l'inscription de points à l'ordre du jour du comité du système de la distribution publique d'électricité.

Article 51 — Impôts, taxes et contributions

Sans préjudice des dispositions de l'article 52 du présent cahier des charges, le concessionnaire, au titre de chacune de ses missions, s'acquitte de tous impôts, taxes et contributions qui sont ou seront mis à sa charge, de telle sorte que l'autorité concédante ne soit jamais inquiétée à ce sujet.

⌘ Sont notamment à la charge du concessionnaire tous les impôts, taxes et contributions liés à l'existence des ouvrages de la concession. Dans le cas où l'autorité concédante, ou l'une de ses collectivités adhérentes, se verrait imposée à ce titre (par exemple pour l'impôt foncier relatif à un poste de transformation), le concessionnaire assumerait la charge correspondante sur simple demande de l'autorité concédante.

Les impôts, taxes et contributions, dont les taxes sur le chiffre d'affaires, incombant légalement au client sont, dans la mesure où le concessionnaire a la charge de leur collecte, répercutés par ce dernier sur le client, en complément des prix hors taxes de l'énergie livrée et des prestations visées au présent cahier des charges.

Article 52 — Modalités d'application de la TVA

A) TVA sur redevance de concession

La part de la redevance dite « d'investissement » prévue à l'article 4 et définie à l'article 2.3 de l'annexe 1 au présent cahier des charges est soumise à la TVA au taux normal dans les conditions du droit commun.

En application de l'article 256 B du code général des impôts et conformément à l'instruction fiscale n°BOI-TVA-CHAMP-10-20-10-10 n°93, les collectivités qui, pour l'exploitation d'un service public, mettent à disposition d'un exploitant, à titre onéreux, les investissements qu'elles ont réalisés doivent être considérées comme assujetties à la TVA. La mise à disposition de ces investissements constitue en effet une activité économique consistant en l'exploitation de biens corporels en vue d'en tirer des recettes ayant un caractère de permanence.

Il n'en va autrement que lorsqu'il ressort des termes du contrat que cette redevance éventuelle est due à raison d'exigence d'intérêt général ou d'une contribution à l'exercice de l'autorité publique (par exemple pour permettre à la collectivité de supporter la charge de sa mission de contrôle).

En pratique, il appartiendra à l'autorité concédante de soumettre à la TVA au taux normal dans les conditions du droit commun la part dite « d'investissement » de la redevance.

B) TVA sur investissements réalisés par l'autorité concédante

En application du contrat de concession du 30 juillet 1992 et de ses avenants, et conformément aux dispositions fiscales alors en vigueur, l'autorité concédante a pu transférer au gestionnaire du réseau de distribution le droit à déduction de la taxe sur la valeur ajoutée ayant grevé les investissements dont elle a été maître d'ouvrage sur le réseau concédé.

Conformément à l'article 210 de l'annexe II du code général des impôts, l'autorité concédante pouvait transférer au gestionnaire du réseau de distribution le droit à déduction de la taxe sur la valeur ajoutée ayant grevé les investissements dont elle avait été maître d'ouvrage sur le réseau concédé.

Le décret n°2015-1763 du 24 décembre 2015 a abrogé l'article 210 précité et met fin à la procédure de transfert du droit à déduction pour les dépenses d'investissements publics mis à disposition de délégataires de service public en application de contrats de délégation conclus à compter du 1^{er} janvier 2016. Dans ce cas, l'autorité concédante est fondée à opérer directement la déduction de la taxe grevant les investissements réalisés sous sa maîtrise d'ouvrage sur le réseau concédé.

Dans le cas où le montant de la TVA ainsi récupérée par le gestionnaire du réseau de distribution ferait ultérieurement l'objet d'un redressement de la part du service des impôts, ce montant, majoré le cas échéant des pénalités légales mises à la charge du gestionnaire du réseau de distribution, lui serait remboursé par l'autorité concédante avant la fin du troisième mois suivant la date d'échéance de ce redressement, sauf si la cause du redressement était directement imputable au gestionnaire du réseau de distribution.

De même si, en cas de perte de jouissance des ouvrages concédés, notamment à l'expiration de la concession, le gestionnaire du réseau de distribution est amené à reverser au Trésor une partie de la TVA effectivement récupérée au titre des dépenses d'investissement réalisées par l'autorité concédante au cours des vingt années précédentes, l'autorité concédante remboursera au gestionnaire du réseau de distribution les sommes ainsi reversées au Trésor avant la fin du troisième mois suivant la date d'échéance de ce reversement.

En cas de retard dans le règlement des sommes ainsi dues, le gestionnaire du réseau de distribution pourra appliquer des intérêts de retard, au taux légal, en vertu des dispositions de l'article 1231-6 du code civil.

Il s'agit des intérêts au taux légal fixé par décret en application de la loi n°75-619 du 11 juillet 1975.

C) TVA sur réfections de voirie publique

La collectivité gestionnaire de la voirie peut mettre à la charge du gestionnaire du réseau de distribution le montant des travaux de réfection de la voirie dont elle a été maître d'ouvrage, dans la mesure où ils sont consécutifs à la réalisation de travaux intéressant le réseau concédé.

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

☞ Conformément à l'instruction fiscale n°BOI-TVA-CHAMP-59-10-00-2011-170.

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 confiés à des entreprises extérieures.

☞ Selon les dispositions de la circulaire interministérielle n° NOR/INT/B16/01970/N du 8 février 2016, les dépenses d'entretien de la voirie, payées à compter du 1^{er} janvier 2016 et respectant les conditions applicables aux dépenses d'investissement, c'est-à-dire réalisées par un bénéficiaire du fonds de compensation de la TVA sur un équipement relevant de son patrimoine ou mis à disposition dans le cadre de transferts de compétence, sont considérées comme pouvant bénéficier des attributions de ce fonds.

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 64 boulevard Voltaire à RENNES
- Pour le fournisseur aux tarifs réglementés de vente : EDF Direction Commerce Ouest, 5 avenue de Belle Fontaine à CESSON SEVIGNE

Article 55 — Documents annexés au cahier des charges

Sont annexés au présent cahier des charges les documents suivants :

- Annexe 1, définissant notamment les modalités convenues entre autorité concédante et concessionnaire concernant :
 - la redevance prévue à l'alinéa A) de l'article 4 du cahier des charges,
 - la répartition de la maîtrise d'ouvrage entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution,
 - l'intégration des ouvrages dans l'environnement, en application des dispositions de l'article 8 du cahier des charges,
 - et d'autres adaptations locales du contrat ;
- Annexe 2, définissant le schéma directeur des investissements et les programmes pluriannuels ;

- Annexe 2A, définissant les dispositions locales relatives au schéma directeur et des programmes pluriannuels d'investissements
- Annexe 2B, relative au diagnostic technique partagé
- Annexe 2C, relative au schéma directeur ;
- Annexe 2D, relative au programme pluriannuel d'investissements
- 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.

Les annexes au présent cahier des charges font partie intégrante du contrat de concession.

Les annexes 3, 4, 5, 6, 7, 7bis, 8 sont mises à jour dans les conditions fixées au présent contrat, sans mettre en cause les dispositions de celui-ci et sans qu'il soit nécessaire d'en prendre acte par voie d'avenant.

ANNEXE 1

ARTICLE 1 OBJET

- 1.1. La présente annexe a pour objet de définir les modalités pratiques de mise en œuvre de certaines des dispositions du cahier des charges, notamment celles figurant à ses articles 4, 6, 7, 8 et 44 et plus généralement, les modalités particulières convenues entre les parties pour l'exécution du contrat de concession.
- 1.2. Toute modification des dispositions de la présente annexe se fera par voie d'avenant au contrat de concession. Les parties peuvent néanmoins convenir, lorsqu'il s'agit d'une simple mise à jour, que cette modification pourra se faire par simple échange de lettres entre le représentant légal de l'autorité concédante et le concessionnaire.

ARTICLE 2 REDEVANCE DE CONCESSION

- 2.1. Contrepartie de dépenses supportées par l'autorité concédante au bénéfice des missions de service public faisant l'objet de la présente concession, la redevance annuelle de concession prévue à l'alinéa A) de l'article 4 du cahier des charges, financée par le prix du service rendu aux clients du service public, comporte deux parts :
 - la première, dite "**de fonctionnement**", couvre des dépenses annuelles de fonctionnement supportées par l'autorité concédante pour l'exercice du pouvoir concédant dans la présente concession, au titre des deux missions visées à l'article 1 du cahier des charges, telles que : contrôle de la bonne exécution du contrat de concession, conseils donnés pour l'utilisation rationnelle de l'électricité et pour la bonne application des tarifs, règlement des litiges entre les clients, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, coordination des travaux du gestionnaire du réseau de distribution et de ceux de voirie et des autres réseaux, études générales sur l'évolution du service concédé ou secrétariat.

Cette redevance, dite « de fonctionnement », permet également, à titre accessoire, de financer certaines actions de l'autorité concédante permettant d'ancrer le réseau concédé dans la transition énergétique parmi celles ci-après :

 - les études d'optimisation du raccordement des infrastructures intelligentes de recharge de véhicules électriques,
 - les études permettant de réaliser des schémas directeurs dans le domaine de l'énergie,
 - la conception de systèmes intelligents de pilotage de l'éclairage public dès lors que ces systèmes favorisent une gestion optimisée du réseau de distribution,
 - les actions de sensibilisation à la maîtrise de la consommation d'électricité, y compris celles relatives au déploiement des compteurs communicants,
 - l'accompagnement des éco-quartiers par la mise à disposition de données de consommation et de production d'électricité.

L'autorité concédante informe chaque année le concessionnaire des actions menées 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 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 **R₁** fait intervenir les valeurs suivantes :

- **L_C**, longueur, au 31 décembre de l'année précédente, des réseaux concédés situés sur le territoire des communes de la concession (en km) ;
- **P_C**, population municipale¹ des communes de la concession ;
- **P_D**, population municipale¹ 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 métropole² ou une communauté urbaine et :

- o si la concession comprend l'ensemble des communes desservies par le concessionnaire dans le département et ne faisant pas partie d'une métropole² ou d'une communauté urbaine : **P_D** est égal à **P_C** ;
 - o si une partie des communes de la concession fait partie d'une métropole² ou d'une communauté urbaine : **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 ;
 - o si l'autorité concédante est une métropole² ou une communauté urbaine, exerçant directement sa compétence d'autorité concédante sur tout ou partie de son territoire : **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 ;
 - **ING₀**,
 - valeur de l'index « ingénierie »³ du mois de décembre de l'année 1991, c'est-à-dire la valeur **ING₀** du contrat de concession signé entre les parties le 30 juillet 1992, auquel le présent contrat se substitue eu égard aux prérogatives exclusives reconnues par la loi au concessionnaire ;
 - **ING**, index « ingénierie »³ ;

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.

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

2.2.2. Le montant de la part R1 est déterminé, en euros, comme suit**2.2.2.1. Part R1 calculée****a- Au titre de l'année d'entrée en vigueur du présent contrat :**

$$R1_1 = (10,5 L_{C1} + 0,23 P_{C1}) \times (1 + P_{C1}/P_{D1}) \times (0,02 \times D + 0,5) \times (0,15 + 0,85 \text{ING}_1 / \text{ING}_0)$$

où $R1_1$ désigne la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année d'entrée en vigueur du contrat et L_{C1} , P_{C1} , P_{D1} et ING_1 désignent respectivement les valeurs L_C , P_C , 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 $R1_1$ ainsi calculé est de 1 725 834 *euros, par application des valeurs suivantes :

- L_{C1} : 26 584
- P_{C1} : 1 069 228
- P_{D1} : 1 069 228
- D : 25
- ING_1 : 118,6
- ING_0 : 67,5

où 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 est ici estimé à partir des valeurs L_{C1} , P_{C1} , P_{D1} et ING_1 connues au 31/12/2020. Ce montant estimé de R1 sera actualisé, après publication des valeurs ci-dessus au 31 décembre 2021, par échange de courriers entre les parties.

b- Au titre de chaque année suivante :

$$R1_n = R1_{n-1} \times [L_{Cn} / L_{Cn-1} + P_{Cn} / P_{Cn-1} + (0,15 + 0,85 \times \text{ING}_n / \text{ING}_{n-1})] / 3$$

où :

- $R1_n$, L_{Cn} et P_{Cn} désignent respectivement la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année n et les valeurs L_C et P_C retenues pour ledit calcul en année n ;
- $R1_{n-1}$, L_{Cn-1} , P_{Cn-1} et ING_{n-1} désignent respectivement la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année précédente et les valeurs L_C , P_C et ING retenues pour ledit calcul en année $n-1$;
- 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 , $R1_1$ est recalculée au nouveau périmètre conformément aux stipulations du a- ci-dessus, en retenant les valeurs de L_{C1} et de P_{C1} correspondant au nouveau périmètre de la concession. La valeur $R1_n$ de l'année d'entrée en vigueur de

l'avenant et de chaque année suivante est ensuite calculée conformément au paragraphe.

2.2.2.2. Part R1 à verser

Le montant **R1** calculé selon les modalités définies au 2.2.2.1. ci-dessus est modifié, le cas échéant, de façon à respecter les valeurs minimale et maximale suivantes :

a- Montant minimal de la part R1

Le montant **R1₁** dû au titre de l'année d'entrée en vigueur du présent contrat ne peut être inférieur aux valeurs figurant dans le tableau ci-dessous, dès lors que les conditions suivantes sont réunies :

- la durée de la concession définie à l'article 48 du cahier des charges est au moins égale à 20 ans,
- l'autorité concédante relève du régime urbain sur l'ensemble de son territoire, et le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage, sur le territoire de la concession, de l'ensemble des travaux sur le réseau public concédé, à l'exception éventuelle de ceux prévus au A) de l'article 8 du cahier des charges,
- l'autorité concédante ne perçoit aucune majoration de la redevance de concession du fait de la départementalisation du pouvoir concédant.

Population de la concession (P_c)	Montant minimal de $R1_1$ (en euros)
70 000 habitants $\leq P_c < 100$ 000 habitants	30 000
100 000 habitants $\leq P_c < 200$ 000 habitants	120 000
200 000 habitants $\leq P_c < 300$ 000 habitants	190 000
300 000 habitants $\leq P_c < 450$ 000 habitants	240 000
450 000 habitants $\leq P_c$	360 000

Au titre des années suivantes, le montant **R1_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 :

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

b- Montant maximal de la part R1

Le montant **R1₁** dû au titre de l'année d'entrée en vigueur du présent contrat ne peut excéder :

- 500 000 x (0,15 + 0,85 $\text{ING}_1 / \text{ING}_0$) euros,
- ou 600 000 x (0,15 + 0,85 $\text{ING}_1 / \text{ING}_0$) euros, soit 986 089 euros*, lorsque la valeur de $(1 + P_{C1} / P_{D1})$ est égale à 2.

* Le montant est ici estimé à partir de la valeur ING_1 connue au 31/12/2020. Ce montant sera actualisé, dès publication des valeurs au 31 décembre 2021, par échange de courriers entre les parties.

Au titre des années suivantes, le montant $R1_n$ calculé au titre de l'année n ne peut excéder le montant maximal applicable l'année précédente, revalorisé en appliquant la formule d'indexation :

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

Le montant de la part R1 de la redevance de concession à verser par le concessionnaire est égal à la part R1 calculée et modifiée, le cas échéant, selon les modalités précisées aux articles 2.4 et 2.5 ci-dessus, sans préjudice, le cas échéant, de l'application du 2.4 et du 2.5 ci-après.

2.3. Part de la redevance dite "d'investissement"

2.3.1. Pour une année donnée, la détermination de **R2** fait intervenir les valeurs suivantes :

- **B**, montant total hors taxes en euros, mandaté au cours de l'année pénultième par l'autorité concédante au titre des travaux, à l'exclusion de toute opération de raccordement, dont elle a été maître d'ouvrage sur le réseau concédé :
 - o non financés en tout ou partie par des programmes d'aides pour l'électrification rurale ou par tout autre programme de péréquation des charges d'investissement financé avec le concours du concessionnaire qui lui serait adjoint ou substitué,
 - o après défalcation des montants des aides, participations et contributions relatives à ces travaux versés par le concessionnaire, dont les contributions prévues à l'article 10 du cahier des charges et l'abondement par ce dernier des dépenses effectuées par l'autorité concédante en vue d'améliorer l'intégration des ouvrages dans l'environnement suivant les modalités prévues à l'article 4 ci-après, ainsi que de toute participation de tiers autres que les communes ou groupements de communes membres.

Le montant **B** est déterminé à partir des attestations d'investissement établies conformément au modèle joint à la présente annexe, mentionnant notamment la totalité des coûts exposés⁴ et les éventuels financements de tiers, adressés par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution.

Dans l'éventualité où les documents ci-dessus ne suffiraient pas à établir la consistance et le coût des travaux effectivement supportés par l'autorité concédante, celle-ci communique également au gestionnaire du réseau de distribution tout document complémentaire probant.

- **D**, durée de la concession, exprimée en années, définie à l'article 48 du cahier des charges ;
- **P_C**, population municipale¹ des communes de la concession ;
- **P_D**, population municipale¹ 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 métropole⁵ 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 métropole⁵ ou d'une communauté urbaine : **P_D** est égal à **P_C** ;
- si une partie des communes de la concession fait partie d'une métropole⁵ ou d'une communauté urbaine : **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 métropole⁵ ou une communauté urbaine, exerçant directement sa compétence d'autorité concédante sur tout ou partie de son territoire : **P_D** est égal à la

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.

population municipale de cette métropole ou de cette commune
concessionnaire.

- ING_n , index « ingénierie »³ du mois de décembre de l'année précédant l'année n^e ;
- ING_{2016} , valeur de l'index « ingénierie »³ du mois de décembre 2015, soit 108,2 ;
- I, le montant total hors taxes en euros, mandaté au cours de l'année pénultième par l'autorité concédante ou par ses communes ou groupements de communes membres, 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 exposés⁴ 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.

⁶ Pour toute valeur de n supérieure à 1.

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 $\times (0,4 + 0,6 \text{ ING}_n / \text{ING}_{2016})$.

Lorsque le montant des investissements pris en compte dans le terme I au titre de l'année n n'atteint pas la plus élevée des deux valeurs ci-dessus, la différence entre cette valeur et ce montant vient compléter, en tant que de besoin et à concurrence de la somme nécessaire, le montant des investissements susceptibles d'être pris en compte dans le terme I au titre de la seule année $n+1$.

A titre exceptionnel et dérogatoire, compte tenu de la spécificité de la formule de la redevance du contrat précédent signé le 30 juillet 1992, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution conviennent de dispositions transitoires pour la mise en œuvre du terme I : pour les 5 premières années d'application du contrat, c'est-à-dire pour les parts R2 des redevances de concession dues au titre des exercices 2022, 2023, 2024, 2025 et 2026, le montant du terme I pris en compte dans le calcul de la redevance sera égal au montant plafonné de façon forfaitaire découlant de la plus élevée des 2 valeurs suivantes :

4 euros ou 4 euros $\times (0,4 + 0,6 \text{ ING}_n / \text{ING}_{2016})$, par habitant, tel que précisé à l'alinéa ci-dessus.

Pendant cette période, l'autorité concédante fournira au gestionnaire du réseau de distribution un état récapitulatif des montants de leurs investissements annuels répondant aux critères d'éligibilité du terme I définis ci-avant, ainsi que par l'accord-cadre national du 28 juin 2019 relatif aux investissements éligibles au terme I.

2.3.2. Le montant de la part R2 est déterminé, en euros, comme suit

2.3.2.1. Part R2 calculée

A) Choix de la formule de calcul

L'autorité concédante peut opter en début de contrat et à titre définitif pour l'une des formules de calcul ci-dessous :

$$R2 = (0,6 B + 0,1 I) \times (1 + P_c / P_d) \times (0,01 \times D + 0,1)$$

ou

$$R2 = (0,5 B + 0,2 I) \times (1 + P_c / P_d) \times (0,01 \times D + 0,1)$$

Par exception, l'autorité concédante a la faculté de changer de formule de calcul 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.

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.

B) Option de l'autorité concédante en début de contrat

L'autorité concédante opte en début de contrat pour la formule de calcul suivante :

$$R2 = (0,6 B + 0,1 I) \times (1 + P_c / P_d) \times (0,01 \times D + 0,1)$$

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 métropole⁷ 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. 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 terme I de la part R2 de la redevance de concession et leurs modalités de prise en compte dans ladite part R2 seront, en tant que de besoin, modifiés dans le cadre d'un accord national, de façon à tenir compte du retour d'expérience de la mise en application locale du modèle de contrat annexé à l'accord-cadre précité et des éventuelles évolutions des technologies de réseau dans le contexte de la transition énergétique.

2.4. Majoration de la redevance pour départementalisation

La redevance de concession déterminée au 2.2 et au 2.3 ci-dessus est majorée, comme défini ci-après, dès lors que la concession regroupe dans un département l'ensemble des communes du territoire desservi par le concessionnaire au 31 décembre de l'année précédant le calcul de la redevance.

Pour chaque année calendaire n , la majoration départementale versée par le concessionnaire à l'autorité concédante est égale à : 150 000 euros + 25% x R2 calculée + 25% de la somme des parts couvertes par le tarif versées par le concessionnaire au cours de l'année $n-1$, dans la limite de la plus forte des deux valeurs : 300 000 euros et $300\,000 \times (0,8 + 0,2 \times \text{ING}_n / \text{ING}_{2009})$ euros,

où :

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

- ING_n valeur de l'index « ingénierie »³ du mois de décembre de l'année précédant l'année n ;
- 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.

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 2016⁸ ;
- 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 ;
- le montant de la part R2 calculée chaque année selon les modalités précisées au paragraphe 2.3.2.1. ci-dessus est majoré du montant en euros calculé selon la répartition convenue ci-dessus.

2.5. Pour la détermination du montant de la redevance à verser au titre des années calendaires de l'entrée en vigueur du contrat et de l'expiration de celui-ci, il sera procédé comme suit :

- la valeur des termes R1 et R2 correspondant à la totalité de l'année calendaire en cause sera calculée conformément aux modalités précédentes,
- le montant à verser par le concessionnaire au titre de chaque part sera égal au produit du terme correspondant ainsi calculé par le rapport du nombre de jours de l'année calendaire en cause restant à courir à compter de la date d'entrée en vigueur du contrat – ou écoulés jusqu'à la date d'expiration de celui-ci – au nombre total de jours de cette année.

2.6. Avant le 30 mars, le gestionnaire du réseau de distribution transmet à l'autorité concédante la valeur de L_c . La redevance fait l'objet d'un état détaillé adressé par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution avant le 15 avril de l'année au titre de laquelle elle est due. Cet état détaillé comprend les éléments de calcul et les pièces justificatives prévues au paragraphe 2.3 ci-dessus. Avant le 15 juin, le gestionnaire du réseau de distribution fait part de ses observations éventuelles sur cet état détaillé. Le titre de recette est établi et transmis avant le 1^{er} 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.

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

En cas de retard du gestionnaire du réseau de distribution dans le versement de la redevance, l'autorité concédante pourra, sauf si ce retard est de son fait, appliquer des intérêts de retard de l'article 1231-6 du code civil.

ARTICLE 3 REDEVANCES D'OCCUPATION DU DOMAINE PUBLIC COMMUNAL

Le gestionnaire du réseau de distribution versera à chaque gestionnaire du domaine public concerné les redevances dues en raison de l'occupation du domaine public communal en application de la législation en vigueur et mentionnées à l'article 4 B) du cahier des charges.

En cas d'accord à cet effet entre ces gestionnaires et l'autorité concédante, dûment notifié au gestionnaire du réseau de distribution, ce dernier pourra verser à l'autorité concédante les redevances d'occupation du domaine public communal concernées.

ARTICLE 4 INTEGRATION DES OUVRAGES DANS L'ENVIRONNEMENT

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, selon la perspective visuelle,

dans un périmètre de 500 m autour des immeubles classés parmi les monuments historiques ou inscrits à l'inventaire supplémentaire, ainsi que dans les sites classés ou inscrits.

b) Pourcentage visé à l'alinéa 3 :

En agglomération et en dehors des zones définies en a) (la zone agglomérée est définie par la position des panneaux d'entrée et de sortie d'agglomération prévus par le code de la route) : les nouvelles canalisations sont souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeuble ou toute autre technique appropriée, selon un pourcentage minimal de 80 % de la longueur totale construite annuellement par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa.

c) Pourcentage visé à l'alinéa 4 :

En dehors des zones définies aux a) et b) ci-dessus, les nouvelles canalisations sont souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée, selon un pourcentage minimal de 40 % de la longueur totale construite annuellement par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa.

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		
		A Urbaine	B Rurale	C Urbaine
Renforcements				
Renforcement du réseau rendu nécessaire par un raccordement	Renforcement des réseaux BT et, si nécessaire, remplacement ou création, d'un poste de transformation associé	Enedis	SDE35	SDE35
Levée de contrainte électrique des réseaux BT	Renforcement des réseaux BT et, si nécessaire, remplacement ou création, d'un poste de transformation associé	Enedis	SDE35	Enedis
Levée de contrainte électrique des réseaux HTA	Renforcement des réseaux HTA	Enedis	Enedis	Enedis
Levée de contrainte	Mutation du transformateur uniquement	Enedis	Enedis	Enedis
Sécurisation				
Amélioration de la continuité d'alimentation du réseau concédé	Sécurisation des réseaux BT	Enedis	SDE35	Enedis
	Sécurisation des réseaux HTA	Enedis	Enedis	Enedis

Raccordement				
Extensions HTA	Extension HTA pour le raccordement d'une installation de consommation ou de production, y compris les installations collectives	Enedis	Enedis	Enedis
Extension BT	Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation individuelle (d'1 ou 2 PDL) (y compris travaux HTA si engendrés par l'extension BT))	Enedis	SDE35	SDE35
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) (y compris travaux HTA si engendrés par l'extension BT) : immeuble, lotissement, ZAC	Enedis	SDE35	SDE35
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de production ≤ 6 kVA simultanée avec une installation individuelle de consommation	Enedis	SDE35	Enedis
	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	SDE35	Enedis
	Extension BT pour le raccordement de toute autre installation de production	Enedis	Enedis	Enedis
Branchements	Branchement individuel BT d'une installation de consommation sans extension	Enedis	Enedis	Enedis
	Branchement individuel BT d'une installation de consommation suite à extension	Enedis	Enedis (Dérivation Individuelle)/ SDE35 (LR Liaison au Réseau)	Enedis (Dérivation Individuelle)/ SDE35 (LR Liaison au Réseau)
	Branchement de toute installation de production	Enedis	Enedis	Enedis
	Ouvrage de branchement collectif pour le raccordement d'immeuble hors ZAC hors lotissement	Enedis	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 (au moins 3 PDL) (immeuble, lotissement, ZAC)	Enedis	Enedis (Branchement Dérivation Individuelle ou collective) / SDE 35 (Extension BT et Liaison Réseau)	Enedis (Branchement Dérivation Individuelle ou collective))/ SDE 35 (Extension BT et Liaison Réseau)
Intégration des ouvrages dans l'environnement	Effacement BT	SDE35	SDE35	SDE35

Déplacements d'ouvrage	Déplacements d'ouvrage à la demande de tiers	Enedis	Affiché le ID : 035-200050425-20211210-C_CONCESSION-CC
-------------------------------	--	--------	---

Dans le cadre des dispositions de l'article 2 de la convention de concession (clauses de revoyure 2 a), l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution conviennent de se rencontrer en vue d'examiner l'adaptation par voie d'avenant de la répartition de la maîtrise d'ouvrage définie au présent article en cas d'évolution à la hausse ou à la baisse du nombre de communes de la concession relevant de la catégorie des communes rurales définies dans la catégorie «B » ci-après (éligibles aux aides du CAS FACE).

B) Définitions

Dans le tableau ci-dessus, le caractère « Urbain » ou « Rural » des communes de la concession est défini comme suit :

Commune rurale (B) : commune, ou partie d'une commune nouvelle au sens de l'article L 2113-1 et suivants du CGCT, 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 (C) : commune de régime urbain dont la TCCFE est perçue par l'autorité concédante et est reversée en tout ou partie par l'autorité concédante.

Commune urbaine (A) : toute autre commune de régime urbain ou partie d'une commune nouvelle au sens de l'article L 2113-1 et suivants du CGCT.

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, le renforcement ou la création de postes HTA/BT et la reprise de la liaison au réseau HTA.

Renforcement des réseaux HTA : tous les travaux de renforcement des réseaux HTA.

Sécurisation des réseaux BT : travaux réalisés sur les réseaux BT aériens en vue de réduire la fréquence et l'impact des ruptures d'alimentation en énergie électrique en cas d'intempéries sévères, par dépose des réseaux BT fil nu en l'absence de contraintes électriques, avec en priorité la dépose du réseau BT fil nu de faible section. Ces travaux consistent en une amélioration de la résistance mécanique des ouvrages par le remplacement des conducteurs nus en basse tension par du câble torsadé ou par la mise en souterrain de réseau aérien.

Sécurisation des réseaux HTA : travaux réalisés sur les réseaux HTA pour limiter le nombre, la durée et l'impact sur les réseaux HTA des incidents.

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 : 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 (au moins 3 PDL) d'une installation de consommation.

Extension BT pour raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) : 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).

Extension BT pour le raccordement d'une installation de production \leq 6 kVA simultanément avec le raccordement d'une installation individuelle de consommation : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de production \leq 6 kVA simultanément avec une installation individuelle de consommation.

Extension pour le raccordement de bâtiments publics neufs comportant simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et de la consommation : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de production \leq 36 kVA simultanément avec le raccordement d'un bâtiment public neuf.

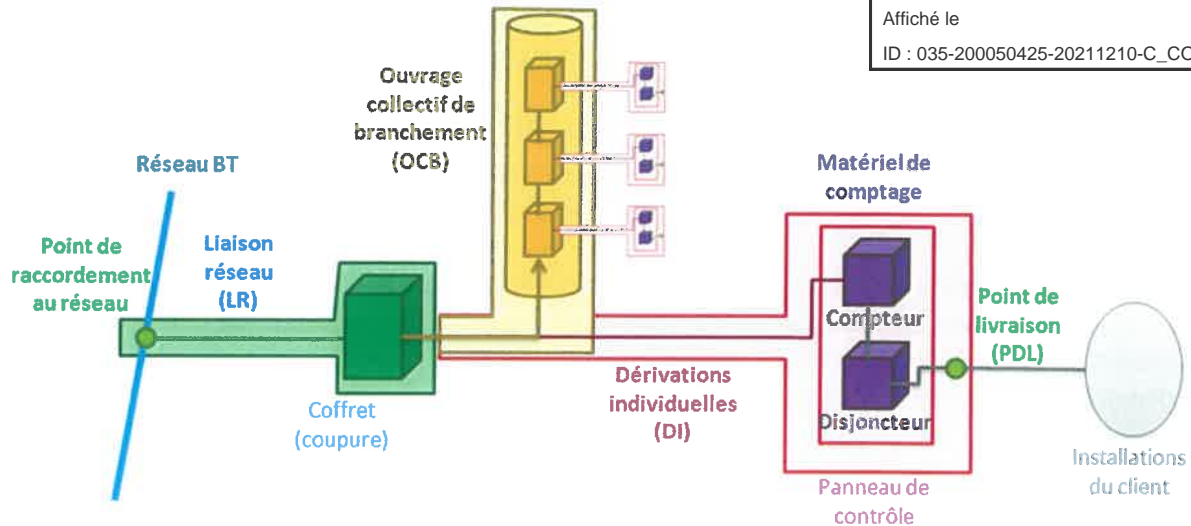
Bâtiment public : bâtiment ou équipement propriété des collectivités territoriales, de leurs groupements, d'établissements publics locaux, de l'Etat et de ses établissements publics nationaux.

Extension BT pour le raccordement de toute autre installation de production : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement de toute installation de production (hors raccordement d'une installation de production \leq 6 kVA simultanément avec une installation individuelle de consommation ou raccordement d'une installation de production \leq 36 kVA simultanément avec un bâtiment public neuf).

Branchement individuel BT d'une installation de consommation sans extension : 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.



Liaison réseau : suivant les dispositions techniques de la norme NFC-14-100, il s'agit de l'article de branchement reliant le point de raccordement au réseau au premier appareil de sectionnement ou de protection du branchement. Ce premier appareil fait partie de la liaison réseau.

Dérivation individuelle : suivant les dispositions techniques de la norme NFC-14-100, il s'agit de la canalisation issue d'un CCPI (Coupe-Circuit de Principal Individuel et desservant un seul point de livraison).

Dérivation collective : partie de canalisation collective, issue d'une colonne et alimentant plusieurs dérivations.

Ouvrages de branchement et d'extension BT sur terrain d'assiette d'un raccordement collectif (au moins 3 PDL) (immeuble, lotissement, ZAC) : travaux de branchement ou d'extension sur le terrain d'assiette d'une opération de raccordement collectif.

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.

Situation des ouvrages en déshérence : en ce qui concerne la dépose d'ouvrage en déshérence, le gestionnaire du réseau de distribution procédera aux travaux de dépose d'ouvrages lorsqu'ils n'alimentent plus aucun client. Le gestionnaire du réseau de distribution s'assurera au préalable de la situation de déshérence de ces ouvrages auprès de l'Autorité Concédante et des utilisateurs putatifs de ces réseaux, conformément à la réglementation en vigueur.

ARTICLE 6 MISE A DISPOSITION DE L'AUTORITE CONCEDEANTE D'INFORMATIONS SUR L'ETAT DU RESEAU CONCEDE

Chaque année, le gestionnaire du réseau de distribution fournit sans facturation additionnelle à l'autorité concédante, à sa demande, 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 maîtrise d'ouvrage et, le cas échéant, de procéder à l'instruction des avis

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 outre, le gestionnaire du réseau de distribution met à disposition de l'autorité concédante, à sa demande, des données qualifiées ou des informations issues des dispositifs de comptage aux fins de suivi de la qualité de fourniture. Les données à caractère personnel ne peuvent être communiquées par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante qu'après le consentement de la personne concernée.

ARTICLE 7 TRAVAUX SOUS TENSION

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à réaliser ou faire réaliser sous tension les travaux dont il est maître d'ouvrage sur le réseau concédé, aussi bien en haute qu'en basse tension, dans tous les cas où ce mode d'intervention est techniquement possible et conforme à l'intérêt général.

L'autorité concédante, pour les travaux dont elle assure la maîtrise d'ouvrage, fait réaliser ceux-ci sous tension, dans tous les cas où ce mode d'intervention est techniquement possible et conforme à l'intérêt général, sauf disposition contraire convenue entre les parties.

ARTICLE 8 COMPTE-RENDU ANNUEL D'ACTIVITE DE LA CONCESSION

Le concessionnaire communique chaque année à l'autorité concédante, dans le cadre du compte-rendu d'activité du concessionnaire afférent à la concession, établi conformément à l'article 44 du cahier des charges, les indicateurs suivants :

A) Indicateurs relatifs à la mission de développement et d'exploitation 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 ($\leq 14 \text{ mm}^2$ Cu et $\leq 22 \text{ mm}^2$ Alu)
- Longueur moyenne des 10% de départs les plus longs (km)
- Taux d'enfouissement du réseau HTA
- Taux d'enfouissement du réseau BT
- Répartition par tranche d'âge de 10 ans des différents types d'ouvrage
- Nombre de postes HTA/BT par catégories :
 - dont poste sur poteau H61
 - dont poste cabine haute
 - dont poste cabine basse
- Nombre moyen d'OMT/départ HTA aérien

3° Indicateurs relatifs aux raccordements

- Nombre de raccordements neufs de consommateurs au réseau public de distribution réalisés
 - dont nombre de raccordements en BT concernant des installations de consommation de puissance inférieure à 36kVA
 - dont raccordements individuels sans adaptation de réseau
 - dont raccordements collectifs sans adaptation de réseau
 - dont raccordements individuels et collectifs avec adaptation de réseau
 - dont nombre de raccordements en BT concernant des installations de consommation de puissance comprise entre 36kVA et 250kVA
 - dont nombre de raccordements en moyenne tension HTA
- Nombre de raccordements neufs d'installations de production de puissance inférieure ou égale à 36kVA réalisés
 - dont nombre de raccordements sans adaptation de réseau
 - dont nombre de raccordements avec adaptation de réseau
- Envoi des devis de raccordement :
 - taux de devis de raccordement envoyés dans les délais pour les consommateurs BT individuels de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau)
 - délai moyen d'envoi du devis pour les consommateurs BT individuels de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau)
 - taux de devis de raccordement envoyés dans les délais pour les producteurs BT de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau)
 - délai moyen d'envoi du devis pour les producteurs BT de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau).

4° Indicateurs de performance : qualité de la distribution et continuité d'alimentation

- Durée moyenne annuelle de coupure perçue par un client alimenté en BT, toutes causes d'interruption confondues (en minutes)
- Durée moyenne annuelle de coupure perçue par un client alimenté en BT, toutes causes d'interruption confondues, hors incident exceptionnel⁹ (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

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 événements exceptionnels au sens de la régulation incitative de la continuité d'alimentation.

- dont l'origine de l'incident est située sur un ouvrage 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 alimenté¹⁰
- 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.
- 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

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 1^{er} 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.

- % des réclamations des clients particuliers (segment C5),
 - Raccordement
 - Relève et facturation
 - Accueil
 - Intervention techniques et mises en service
 - Qualité de la fourniture
- Taux d'accessibilité de l'accueil dépannage par les clients BT avec une puissance inférieure ou égale à 36 kVA
 - Nombre d'appels reçus
 - Nombre d'appels donnant lieu à un dépannage.

6° Indicateurs de satisfaction des clients

- Taux de satisfaction globale :
 - des clients particuliers raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36kVA
 - des clients professionnels raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36kVA
 - des clients Entreprises raccordés en BT ou HTA, avec une puissance supérieure à 36kVA
- Taux de satisfaction spécifique aux raccordements :
 - des clients particuliers raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36kVA
 - des clients professionnels raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36kVA.

7° Indicateurs sur les éléments financiers

- Produits et charges liés à l'exploitation courante de la concession :
 - Rubriques relatives aux produits d'exploitation :
 - Recettes d'acheminement par type de client final (en fonction du domaine de tension et de la puissance maximale souscrite : HTA, BT de puissance supérieure à 36 kVA, BT de puissance inférieure à 36 kVA) découlant du tarif d'utilisation des réseaux visé à l'article L. 341-2 du code de l'énergie,
 - Recettes de raccordement, de prestations annexes et autres recettes,
 - Production stockée et immobilisée,
 - Reprises sur amortissements distinguant les reprises d'amortissements de financements du concédant des autres types de reprises,
 - Reprises sur provisions distinguant les reprises de provisions pour renouvellement et les reprises d'autres catégories de provisions,
 - Total des autres produits d'exploitation,
 - Rubriques relatives aux charges d'exploitation :

- Achats dont coût d'accès au réseau amont et 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 1^{er} 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
- Ventilation¹¹ des clients de la concession au 31 décembre
 - par tarif : Bleu résidentiel, Bleu non résidentiel

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.

- par option : Base, Heure Pleine / Heure Creuse, E
- par puissance souscrite (hors éclairage public) : 3

b) Caractéristiques des ventes d'électricité sur la concession :

- Energie facturée (en kWh) par tarif et option au cours de l'exercice
- Recettes facturées (en euros) par tarif au cours de l'exercice

2° Qualité du service rendu aux clients

a) Facturation :

- Nombre de clients ventilés par fréquence de facturation au 31 décembre
- Nombre de clients bénéficiant d'une facturation électronique au 31 décembre
- Nombre total de factures émises au cours de l'exercice
- Nombre de factures établies sur la base du relevé effectué par le client au cours de l'exercice
- Nombre de factures établies sur la base d'un télé-relevé au cours de l'exercice
- Nombre de factures rectificatives au cours de l'exercice

b) Traitement des difficultés de paiement des clients particuliers de la concession :

- Nombre de lettres uniques de relance envoyées au cours de l'exercice, dans le cadre des dispositions du décret n°2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau
- Nombre de coupures demandées par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente au gestionnaire du réseau de distribution au cours de l'exercice
- Nombre de coupures effectives réalisées par le gestionnaire du réseau de distribution au cours de l'exercice
- Taux de coupures effectives par rapport à celles demandées au cours de l'exercice
- Nombre de résiliations de contrats à l'initiative du fournisseur aux tarifs réglementés de vente suite à coupure au cours de l'exercice
- Nombre de clients en situation de coupures effectives réalimentés au début de la période hivernale de l'exercice considéré¹², 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 hivernale¹³
- 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

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

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

- Nombre d'espaces internet client ouverts au 31 décembre 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, ...)

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

- Nombre total de réclamations écrites¹⁴ reçues au cours de l'exercice
- Ventilation du nombre de réclamations écrites par typologie¹⁵ :
 - o Accueil
 - o Conseil et services
 - o Contrat
 - o Facturation
 - o Qualité de fourniture et réseau
 - o Recouvrement
 - o Relation avec le distributeur
 - o Relevé
- Taux de réclamations écrites avec réponse dans les 30 jours

e) Satisfaction des clients :

- Taux de satisfaction des clients résidentiels à la maille de la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente
- Taux de satisfaction des clients non résidentiels à la même maille.

3° Eléments financiers de la concession :

Etablis au regard des quantités facturées dans l'année aux clients de la concession raccordés aux réseaux publics de distribution d'électricité bénéficiant du tarif réglementé de vente dit « bleu » mentionné à l'article R.337-18 du code de l'énergie :

- chiffre d'affaires ;
- coûts commerciaux établis, pour les clients de la concession, sur la base des coûts nationaux de l'exercice considéré correspondant à ceux communiqués par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente à la Commission de régulation de l'énergie.

ARTICLE 9 EXERCICE DU CONTROLE

Les opérations de contrôle du bon accomplissement par le concessionnaire de ses missions, mentionnées à l'article 44 du cahier des charges, sont organisées par l'autorité concédante. Sans préjudice de la faculté pour les agents de contrôle de l'autorité concédante de procéder à tout moment à toutes vérifications et de prendre connaissance sur place, ou copie, de toutes informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier

¹⁴ Correspond aux réclamations reçues par courrier et par voie numérique

¹⁵ Répartition à la date de la signature du présent contrat.

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 2 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 1 mois.

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 assermenté¹⁶ 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 4 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 6 semaines.

¹⁶ Conformément à la législation en vigueur

L'autorité concédante arrête le montant de la pénalité mentionnée à l'article 10 du cahier des charges au plus tard dans les douze mois suivant la date d'expiration de la mise en concession du site par le concessionnaire dans le cadre de l'exercice de son contrôle de la concession.

ARTICLE 10

MOYENS DE DESSERTE DECENTRALISES NON CONNECTES A L'ENSEMBLE DU RESEAU

A) Conditions de mise en œuvre de moyens de desserte décentralisés

Dans le cadre de la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'énergie électrique du gestionnaire du réseau de distribution exposée à l'article 1^{er} 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 d'électricité utilisant l'énergie photovoltaïque¹⁷ 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.

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

Pendant la durée du contrat de concession, le gestionnaire du réseau 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 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 récapitulatif, au 31 décembre de l'année précédant la production de cet état, les installations en site isolé. Cet état précise la localisation de chaque installation, sa puissance et la date d'entrée en concession.

Le gestionnaire du réseau de distribution précise la liste des sites isolés dont il a été mis fin à l'exploitation, d'un commun accord avec l'autorité concédante, au cours de l'année précédant la communication de l'état annuel mentionné ci-dessus.

Le concessionnaire communique à l'autorité concédante l'état annuel mentionné au premier alinéa au plus tard le 1er juin de chaque année civile.

ARTICLE 11

EVOLUTIONS DES TECHNIQUES DE DISTRIBUTION ET NIVEAU DE TENSION

En cas de modification des dispositions législatives relatives à la tension maximale des réseaux publics de distribution, les parties précisent par voie d'avenant, en tant que de besoin, les modalités de gestion par le concessionnaire des éventuels ouvrages et installations concernés de tension égale ou supérieure à 50 000 volts, sous réserve des droits des autres gestionnaires de réseau public d'électricité.

ARTICLE 12

CONDITIONS DE VERSEMENT DES CONTRIBUTIONS DES COMMUNES OU DES ETABLISSEMENTS PUBLICS DE COOPERATION INTERCOMMUNALE

Lorsqu'elle est débitrice de la contribution prévues aux articles L. 342-6 et L. 342-11 du code de l'énergie, la commune, ou l'établissement public de coopération intercommunale compétent pour la perception des participations d'urbanisme, procède au mandatement des sommes dues à l'issue des travaux, permettant un règlement dans un délai maximal de 45 jours, à réception de la facture.

Le dépassement du délai de paiement ouvre de plein droit et sans moratoires, à compter du jour suivant l'expiration du délai.

Envoyé en préfecture le 16/12/2021
Reçu en préfecture le 16/12/2021
Affiché le **autre formalité le bénéfice d'intérêts**
ID : 035-200050425-20211210-C_CONCESSION-CC

ARTICLE 13

CONDITIONS DE MISE EN ŒUVRE DU CHAPITRE III DU CAHIER DES CHARGES DE CONCESSION RELATIF AUX ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTS ET SOCIÉTAUX POUR LA DISTRIBUTION ÉLECTRIQUE

L'Autorité concédante et le gestionnaire de réseau de distribution sont des acteurs clés de la mise en œuvre de la transition énergétique à l'échelle de la concession.

Les stipulations qui suivent ont pour objet d'arrêter le socle d'actions éligibles à la participation du gestionnaire de réseau de distribution pour la mise en œuvre de la politique de transition énergétique à laquelle le réseau de distribution publique d'électricité contribue.

Ces stipulations feront l'objet d'une déclinaison par la conclusion de conventions successives de partenariat de transition énergétique spécifiques qui reprendront les dispositions ci-après, en les détaillant.

La première Convention de partenariat de transition énergétique est conclue entre l'Autorité concédante et le gestionnaire de réseau de distribution pour quatre ans et concomitamment à la conclusion de la Convention de concession.

13-1- Actions éligibles à la participation du gestionnaire de réseau de distribution à la mise en œuvre de la politique de transition énergétique en Ile-et-Vilaine.

En Ile-et-Vilaine, la collaboration entre l'Autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution se structure autour de 3 ambitions prioritaires identifiées à la date de signature du contrat :

- **Ambition 1- Accélérer le développement d'EnR sur le territoire,**
Il s'agit de répondre aux objectifs de développement des énergies renouvelables fixés par les pouvoirs publics en favorisant le raccordement des EnR par l'optimisation de la communication entre les acteurs, l'optimisation des processus, et la prise en compte des technologies et méthodologies expérimentales ou innovantes.
- **Ambition 2- Maîtriser la Demande en Energie du territoire,**
Le dynamisme économique et démographique d'Ile-et-Vilaine associé à des objectifs réglementaires ambitieux de limitation des consommations énergétiques invitent l'Autorité concédante et le gestionnaire de réseau de distribution à mettre en œuvre des leviers d'actions pour favoriser la connaissance des niveaux de consommation et leurs réductions sur l'ensemble du réseau, leviers auxquels il faut également associer la sensibilisation des publics aux enjeux de maîtrise de l'énergie, et la lutte contre la précarité énergétique.
- **Ambition 3- Accompagner le développement de la mobilité électrique.**
Cet accompagnement cible l'optimisation du développement des bornes de recharge des véhicules électriques suivant un maillage concerté, harmonieux nécessitant une communication active entre l'Autorité concédante et le gestionnaire de réseau de distribution et auprès des acteurs concernés.

Ces trois ambitions sont déclinées en fiches actions dans la première Convention de partenariat pour la transition énergétique.

L'adaptation au changement climatique, ou résilience, du réseau de distribution électrique est quant à elle traitée dans le SDI et les PPI figurant aux annexes 2 C et 2 D de la Convention de concession.

Pour assurer le bon avancement de la convention de partenariat de transition énergétique un comité de suivi est institué.

Il est chargé notamment de :

- S'assurer de la mise en œuvre opérationnelle des actions.
- Coordonner les actions respectives d'Enedis et du SDE35,
- Evaluer la réussite des actions mises en œuvre
- Proposer des modifications des ambitions et actions

13.2 Modalités de reconduction des conventions de partenariat de transition énergétique

Devant l'intérêt public majeur que représentent les enjeux de la transition énergétique, le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à accompagner l'autorité concédante sur les solutions qui pourront être mises en œuvre tout au long du contrat de concession.

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution conviennent de définir par voie de convention les dispositifs, modalités et moyens opérationnels nécessaires à la mise en œuvre de ces solutions.

Les parties conviennent de se rencontrer pour dresser un retour d'expérience de l'exécution de chaque convention de partenariat, dans l'année qui précède son achèvement, afin d'envisager son renouvellement.

L'Autorité concédante et le gestionnaire de réseau de distribution pourront compléter ou adapter les ambitions identifiées initialement à la signature du contrat de concession tout au long de la durée du contrat afin de tenir compte des nouveaux sujets prioritaires qui pourraient émerger en matière de transition écologique

ARTICLE 14

DISPOSITIONS INTERESSANT LE CHAPITRE III DU CAHIER DES CHARGES DE CONCESSION RELATIF AUX ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTS ET SOCIETAUX POUR LA MISSION DE FOURNITURE D'ELECTRICITE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE.

L'autorité concédante et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente expriment la volonté de coopérer sur le territoire de la concession dans la lutte contre la précarité énergétique notamment par la sensibilisation aux économies d'énergie.

À la date de signature du présent contrat, par cette collaboration, les parties envisagent de partager annuellement leur vision de la précarité énergétique sur le territoire.

A l'occasion de ce partage, les parties prévoient de :

- s'informer réciproquement de l'actualité intéressant la précarité énergétique, et de son éventuel impact sur l'activité concédée.
- s'informer réciproquement des actions menées par chacune des parties sur le territoire au titre de la lutte contre la précarité énergétique,
- étudier l'opportunité de participer à des actions communes ou coordonnées sur le territoire au titre de la lutte contre la précarité énergétique (comme par exemple la réalisation d'un diagnostic commun, dans le respect de l'article 22 A du cahier des charges)

Les modalités de mise en œuvre des actions retenues seront préalablement fixées par voie de convention qui, le cas échéant, pourraient être pluriannuelles.

Par ailleurs, les parties s'engagent à réfléchir à des actions communes intéressant d'autres dispositions du chapitre 3 du présent cahier des charges relevant de la mission de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés

de vente. Les modalités de mise en œuvre des actions retenues seront préalablement fixées par voie de convention.

Envoyé en préfecture le 16/12/2021
Reçu en préfecture le 16/12/2021
Affiché le
ID : 035-200050425-20211210-C_CONCESSION-CC

ARTICLE 15 DISPOSITIONS LOCALES

Dans l'éventualité où il résulterait d'une décision de justice devenue définitive des évolutions dans l'interprétation des obligations pesant sur le concessionnaire au titre du précédent contrat conclu le 30 juillet 1992 en matière de constitution des passifs, les parties conviennent d'activer l'article 2 « clause de revoyure » de la convention de concession, sur demande de la partie la plus diligente, afin d'en tirer les conséquences.

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

ATTESTATION D'INVESTISSEMENT N° _____ POUR LA PERIODE DU XXXXXXXX AU XXXXXXXX

NATURE ET SITUATION DES BIENS					FINANCEMENT		REMISE DES OUVRAGES	MANDATS	MONTANTS (EUROS)			
N° affaire Enedis (ex. D327/XXXX)	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 16/12/2021
Reçu en préfecture le 16/12/2021
Affiché le
ID : 035-200050425-20211210-C_CONCESSION-CC

JPL/IC

ANNEXE 2

SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS ET PROGRAMMES PLURIANNUELS D'INVESTISSEMENT

En vue d'assurer la bonne exécution du service public et ce dans le respect des principes fixés par le législateur, notamment aux articles L. 121-1 et L. 322-8 du code de l'énergie, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conviennent d'établir, de façon concertée, un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau sur le territoire de la concession, incluant le renouvellement des ouvrages. Ce dispositif repose sur les principes ci-après énoncés et se décline comme suit :

- *un schéma directeur d'investissements sur le réseau public de distribution d'électricité correspondant à une vision de long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession (désigné ci-après « schéma directeur ») ;*
- *des programmes pluriannuels d'investissements correspondant à une déclinaison à moyen terme du schéma directeur (désignés ci-après « programmes pluriannuels ») ;*
- *un programme annuel des investissements respectifs du gestionnaire du réseau de distribution et de l'autorité concédante en déclinaison de chacun des programmes pluriannuels (désigné ci-après « programme annuel »).*

Il est recommandé d'engager les travaux de préparation du schéma directeur et du premier programme pluriannuel d'investissement, incluant le diagnostic, qui est une des composantes d'un bilan de fin de contrat, 12 à 18 mois avant l'échéance du contrat de concession. Cette recommandation est à adapter en fonction de la taille et des particularités de chaque autorité concédante.

Article 1 – Principes généraux de la démarche

La présente annexe détaille les dispositions prévues à l'article 11 du cahier des charges de concession pour ce qui concerne la programmation des investissements et a pour objet de définir l'ambition pour le réseau, notamment de qualité, à l'échéance du schéma directeur afin de guider les choix d'investissements sur les réseaux publics de distribution d'électricité sur la durée du contrat.

Les dispositions locales mentionnées à l'article 8 de la présente annexe font l'objet d'une annexe complémentaire 2-A visant à préciser les règles du dispositif de gouvernance et le contenu des éléments techniques nécessaires à l'élaboration du schéma directeur et du programme pluriannuel des investissements.

Les orientations du schéma directeur seront prises en compte pour établir les programmes pluriannuels successifs à concurrence de la durée résiduelle du contrat de concession.

L'objectif de ce schéma directeur est la définition de zones géographiques prioritaires en matière d'amélioration de qualité de fourniture et l'accompagnement des projets en matière de développement et d'aménagement du réseau public de distribution. L'élaboration de ce schéma directeur s'appuie entre autres sur un diagnostic détaillé et partagé entre le gestionnaire de réseau de distribution et l'autorité concédante, des réseaux publics de distribution d'électricité desservant la concession, la dynamique des territoires liée aux évolutions des puissances et consommations de la concession et le développement des énergies renouvelables.

Le schéma directeur ou les programmes pluriannuels peuvent aussi intégrer des actions de modernisation du réseau associées à la mise en place de nouvelles technologies (réseaux intelligents, bénéfiques associés à la mise en place progressive de Linky) ou de nouvelles modalités de gestion du réseau comme les flexibilités locales telles que définies à l'article 24 du cahier des charges.

L'élaboration d'un schéma directeur et du premier programme pluriannuel résulte de six étapes successives dont le contenu est détaillé dans les articles suivants :

- L'élaboration d'un diagnostic technique détaillé et partagé ;
- La réalisation de prévisions d'évolution de la production et de la consommation d'électricité sur le territoire de la concession ;
- La formalisation dans le schéma directeur d'ambitions pour la durée du contrat, autour de valeurs repères pouvant porter sur la qualité, la fiabilisation ou le renouvellement de certains ouvrages, ou le développement du réseau ;
- L'identification des leviers à mettre en œuvre pour atteindre les ambitions ;
- La définition des priorités (zones géographiques et types d'ouvrages concernés) et la définition dans le programme pluriannuel du niveau de l'engagement financier associé ;
- Les modalités de suivi de ce programme.

Article 2 – Diagnostic technique

Le diagnostic technique s'appuie sur le descriptif du territoire de la concession et des ouvrages concédés en faisant un état des lieux technique précis, notamment par une évaluation de la performance dans le temps du réseau et une identification des zones géographiques en écart sur le territoire de la concession.

Pourront ainsi être notamment évoqués :

- *La description physique du réseau,*
- *L'évolution du critère B,*
- *La fréquence de coupures sur incidents du réseau de distribution,*
- *La fréquence de coupures pour travaux,*
- *Les résultats en termes de continuité de fourniture et de tenue de la tension du décret qualité,*
- *La fiabilité des réseaux HTA et BT,*
- *L'analyse des sièges et des causes des incidents sur les réseaux BT et HTA,*
- *Les facteurs environnementaux et les risques climatiques spécifiques à la concession.*

La référence à un historique de 5 ans est recommandée.

Article 3 – Evolution des besoins

Les prévisions d'évolution des usages, de la consommation d'énergie, de la production d'énergie et des puissances injectées ou soutirées sont évoquées à cette étape. Elles sont nourries des orientations en termes de planification et de programmation énergétiques ainsi que des projets de développement et d'aménagement portés par les collectivités locales.

Article 4 – Les ambitions portées par le schéma directeur

Le dialogue entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution vise à intégrer les aspects suivants au schéma directeur :

- la recherche de la performance globale du réseau public de distribution dans une perspective d'évolution vers un réseau électrique intelligent présentant un niveau de qualité et de sécurité adapté aux enjeux de la concession ;
- la prise en compte des besoins en électricité (connus et prévisibles), compte tenu tant de l'évolution des usages, des perspectives de développement du territoire, des perspectives de développement des énergies renouvelables, des bornes de recharge des véhicules électriques que des réglementations applicables en termes de performances énergétiques des constructions neuves ;
- la prise en compte des aléas climatiques, en y associant tous les moyens requis au vu des prescriptions réglementaires (plans de prévention des risques d'inondation – PPRI – approuvés

par les préfectures des départements traversés par le réseau concédé, la maîtrise du risque de coupure d'électricité incombant au gestionnaire du réseau de distribution à titre préventif comme curatif ;

- la poursuite de la modernisation et de la sécurisation du réseau HTA et BT, notamment par des actions de maintenance, renouvellement et d'automatisation ;
- la mise en place progressive des compteurs évolués et dispositifs associés permettant une évolution rapide et économique vers un réseau électrique intelligent sur l'ensemble du territoire de la concession.

Des valeurs repères en termes de niveaux d'amélioration de qualité d'alimentation et de fiabilisation des ouvrages sont définies d'un commun accord entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution. Ces valeurs repères peuvent porter sur l'ensemble du territoire ou sur des zones du territoire.

Elles orienteront les choix d'investissements.

Exemple d'ambition :

Pour les concessions particulièrement exposées aux aléas climatiques, l'ambition peut porter sur des programmes ciblés de dépose et d'amélioration de réseaux aériens permettant d'éviter les écarts récurrents avec la réglementation en matière de qualité.

Article 5 – L'identification des leviers

Les leviers constituent les moyens de réaliser les ambitions.

Les principaux leviers pouvant être abordés sont :

- *La poursuite d'une politique de maintenance, renforcée par les capacités offertes par les nouvelles technologies (par exemple, l'utilisation du numérique pour une maintenance plus prédictive) ;*
- *La sécurisation des grands postes sources urbains et l'amélioration globale de la fiabilité de l'ensemble du parc ;*
- *Le renouvellement des réseaux souterrains d'anciennes technologies, en priorisant sur les tronçons les plus incidentogènes ;*
- *Des actions ciblées sur les réseaux aériens HTA pour améliorer la robustesse face aux aléas climatiques en zone de risque avéré (bois, vent, neige) dans les départements chroniquement en écart par rapport à la réglementation en matière de qualité et pour agir sur la fiabilité par un programme de prolongation de durée de vie des ouvrages ;*
- *La résorption progressive de la BT fils nus ;*
- *La poursuite de l'équipement du réseau HTA en organes de manœuvre télécommandés.*

Article 6 – Principes d'élaboration des programmes pluriannuels

A partir du diagnostic technique, des ambitions portées par le schéma directeur et des leviers associés, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante élaborent de façon concertée un programme pluriannuel.

Il définit les priorités de la période :

- *Portant sur des zones localisées et précises du territoire de la concession ;*
- *Avec des quantités d'ouvrages à renouveler, moderniser, renforcer ou construire pour les 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 re 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
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 identifiées**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	
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.

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
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				

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)

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

Les dispositions convenues localement dans l'annexe 2-A entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution concernent :

- les modalités d'élaboration et de partage du diagnostic technique,
- les orientations et les éléments à prendre en compte pour l'évolution des besoins,
- les modalités et le pas de temps du suivi technique du schéma directeur,
- les modalités et le pas de temps du suivi technique et financier du programme pluriannuel,
- l'articulation entre le bilan de fin d'un PPI et la production du PPI suivant,
- l'articulation avec les ambitions et les valeurs repères du schéma directeur.

Article 9- Schéma directeur

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-A à la présente annexe.

Article 10- Programmes pluriannuels

Le premier programme pluriannuel d'investissements établi entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution est inséré à l'annexe 2-A à la présente annexe. Cette annexe est mise à jour par avenant, le nouveau programme succédant au précédent.

ANNEXE 2 A

Dispositions locales relatives aux Schéma Directeur des Investissements, Programmes Pluriannuels d'Investissements, Programmes Annuels d'Investissements

Modalités de suivi et de révision

SOMMAIRE

Article 1 – Principes et règles générales – Comité de suivi local	4
Article 1.1 – Objet.....	4
Article 1.2 – Principes.....	4
Article 1.3 – Comité de suivi local.....	5
Article 2 – Le Schéma Directeur des Investissements	6
Article 2.1 – Suivi et actualisation du diagnostic technique partagé	6
Article 2.2 – Révision du schéma directeur des investissements.....	7
Article 2.3 – Suivi des orientations de développement sur le territoire de la concession	8
Article 3 – Programme pluriannuel des investissements	8
Article 3.1 – Objet.....	8
Article 3.2 – Premier Programme pluriannuel d’investissements	9
Article 3.3 – Modalités de suivi technique et financier du programme pluriannuel d’investissements.....	10
Article 3.3.1 – Modalités de suivi annuel des quantités et montants d’ouvrages réalisés	10
Article 3.3.2 – Modalités de suivi de l’efficacité des investissements prévus dans le programme pluriannuel d’investissements en cours.....	10
Article 3.4 – Etablissement des programmes pluriannuels des investissements ultérieurs	11
Article 3.4.1 – Point d’étape des investissements réalisés dans le cadre du programme pluriannuel d’investissements	11
Article 3.4.2 Méthode de priorisation des communes nécessitant des investissements .	11
Article 3.4.3 – Modalités d’établissement du nouveau programme pluriannuel des investissements	12
Article 3.4.4 – Modalités d’actualisation des programmes pluriannuels d’investissements	12
Article 3.4.5 – Bilan des investissements réalisés dans le cadre du programme pluriannuel d’investissements et dépôt relatif aux engagements du concessionnaire	12
Article 4 – Programmes annuels des investissements	13
Article 4.1 – Elaboration des Programmes annuels des investissements	13
Article 4.2 – Premier programme annuel des investissements.....	13
Article 4.3 – Suivi et bilans des Programmes annuels des investissements.....	13

Glossaire

OMT : Organes de Manœuvre Télécommandé

ILD : Indicateur Lumineux de Défaut

TCMA : Taux de Croissance Moyen Annuels

PDV : Prolongation Durée de Vie

Préambule

La présente annexe complète les dispositions générales prévues à l'article 11 du cahier des charges de la concession s'agissant du schéma directeur et des programmes des investissements ainsi que les dispositions générales de l'annexe 2 audit cahier des charges.

Selon les termes de l'article 11 du cahier des charges de la présente concession, les Parties conviennent d'établir, de façon concertée, un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau du territoire de la concession incluant le renouvellement des ouvrages.

La présente annexe vise ainsi à définir les règles spéciales locales applicables au schéma directeur des investissements (Article 2), aux programmes pluriannuels d'investissements (Article 3) et aux programmes annuels d'investissements (Article 4) sur le territoire de la concession du SDE35.

Sont associées à la présente annexe les annexes au cahier des charges suivantes :

Annexe 2 B : le diagnostic technique partagé et les scénarios prospectifs 2019 ;

Annexe 2 C : le schéma directeur des investissements ;

Annexe 2 D : le programme pluriannuel d'investissements pour la première période 2022 –2025.

Article 1 – Principes et règles générales – Comité de suivi local

Article 1.1 – Objet

Le schéma directeur des investissements définit, des ambitions en lien avec les enjeux identifiés par l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution, auxquelles sont associées des valeurs repères. Les deux Parties réalisent ces ambitions par la mise en œuvre des programmes pluriannuels des investissements successifs, eux-mêmes déclinés en programmes annuels d'investissements.

A chaque ambition sont associées des actions permettant de les mettre en œuvre.

Le schéma directeur des investissements établit une vision technique, qualitative et quantitative, sur la durée de la concession, des évolutions du réseau définies conjointement par l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution sur des objets techniques considérés dans le cadre du diagnostic technique partagé en 2019.

Le schéma directeur des investissements fixe les priorités d'investissements respectives du gestionnaire du réseau de distribution et de l'autorité concédante dans le cadre des enjeux et des ambitions partagées.

Article 1.2 – Principes

Dans le cadre des textes législatifs et réglementaires en vigueur, et dans le cadre du cahier des charges de concession, le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité sur le territoire de la concession est chargé de l'exploitation, de la sécurité, de l'entretien du réseau et de son développement. A ce titre, et dans le respect de la répartition de la maîtrise d'ouvrage entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution, ce dernier définit, pilote et réalise, dans le cadre des grandes orientations fixées et d'un schéma directeur des investissements défini en concertation avec l'autorité concédante lors de l'élaboration partagée du diagnostic technique, les investissements sur le réseau de distribution d'électricité.

Trois horizons de programmation sont définis avec l'autorité concédante pour projeter l'évolution du réseau :

Long terme	25 ans	<i>Vision de l'aménagement et du développement du territoire du SDE 35 avec prise en compte d'enjeux majeurs traduits par un schéma directeur des investissements – qui définit des <u>ambitions et des valeurs repères</u> qui orientent les choix d'investissements</i>
Moyen terme	4 ans	<i>Programmes pluriannuels d'investissements contribuant à la mise en œuvre des ambitions et des valeurs repères à long terme du schéma directeur des investissements, en définissant des objectifs à atteindre à l'issue de la période de 4 ans concernée.</i>
Court terme	1 an	<i>Programmes de travaux annuels contribuant à la concrétisation des ambitions et des valeurs repères à long terme du schéma directeur des investissements et à réaliser le Programme pluriannuel d'investissement auquel les Programmes annuels de travaux se rattachent.</i>

Le schéma directeur des investissements s'appuie sur un diagnostic technique partagé et intègre les principes suivants :

- la recherche de la performance globale du réseau, dans une perspective d'évolution vers un réseau intelligent,
- la capacité à fournir à chaque consommateur, présent et futur, la puissance dont il a besoin, dans le respect des règles du marché ouvert de l'électricité,
- la capacité à fournir à chaque producteur, présent et futur, la capacité d'injection dont il a besoin, dans le respect des règles du marché ouvert de l'électricité,
- une structure HTA modernisée et interconnectée assurant une garantie de continuité optimale avec un programme de renouvellement ou de rénovation de câbles aériens et souterrains,
- un réseau BT modernisé et sécurisé avec un programme de renouvellement des câbles souterrains incidentogènes et la résorption de fils nus aériens.

Le schéma directeur des investissements sera décliné par périodes quadriennales sous forme de programmes pluriannuels d'investissements. Le lancement et l'achèvement de chacune de ces périodes quadriennales feront l'objet d'un bilan entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution, qui sera présenté pour avis au Comité Syndical de l'autorité concédante en vue d'arrêter le programme pluriannuel d'investissements de la période suivante, dans les conditions précisées à la présente annexe.

Les programmes pluriannuels d'investissements incluront les travaux nécessaires pour permettre au gestionnaire du réseau de distribution de satisfaire aux obligations résultant de l'article 11 du cahier des charges, étant précisé que le respect de ces obligations requiert également le bon accomplissement de travaux ne relevant pas du PPI, notamment les travaux de raccordement des clients, les déplacements à la demande de tiers, et tous les autres travaux nécessaires à l'exploitation et à l'entretien du réseau, l'ensemble de ces autres travaux ne pouvant toutefois se substituer à ceux prévus et/ou nécessaires pour l'accomplissement des programmes annuels et pluriannuels d'investissements et du schéma directeur des investissements.

Article 1.3 – Comité de suivi local

Un comité de suivi local composé de représentants de l'autorité concédante et du gestionnaire du réseau de distribution est mis en place à l'entrée en vigueur du contrat de concession.

Ce comité se réunit afin :

- de suivre le bon avancement du schéma directeur des investissements, des programmes pluriannuels d'investissements et des programmes annuels qui en découlent ;
- d'évaluer la réalisation des programmes et mesurer leur efficacité par l'examen des indicateurs de suivi et d'évaluation prévus ;

- de constituer un lieu d'échanges sur le respect des dispositions locales convenues entre les Parties au titre des annexes 2, 2 A, 2 B, 2 C, 2 D;
- de constituer un lieu d'échanges sur les évolutions éventuelles du schéma directeur des investissements et des programmes pluriannuels d'investissements : établissement des bilans provisoires des PPI et préparation des PPI successifs, mise à jour du diagnostic à partir des scénarios prospectifs en vigueur (cf. Annexe 2 B), ...
- d'assurer la coordination entre les travaux menés par le gestionnaire de réseau et l'autorité concédante, en adéquation avec les préconisations des gestionnaires de voirie ;
- de préparer les conférences départementales dites Loi NOME.

Ce comité se réunit autant que de besoin et au moins une fois par semestre.

Article 2 – Le Schéma Directeur des Investissements

Le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre une politique de développement, de modernisation, d'entretien et de renouvellement du réseau de distribution destinée à garantir dans la durée et au meilleur coût un réseau électrique performant.

Pour définir les orientations à moyen et long terme des investissements sur le réseau de distribution, le concédant et le gestionnaire du réseau de distribution ont pris en compte le diagnostic technique élaboré en concertation, faisant apparaître les forces et les fragilités de la concession, et par suite ses opportunités et les points de vigilance à retenir.

Le schéma directeur s'appuyant sur le diagnostic technique partagé constitue l'annexe 2 C.

Article 2.1 – Suivi et actualisation du diagnostic technique partagé

Tous les ans, et au plus tard le 1^{er} juin de l'année N+1, le gestionnaire du réseau de distribution transmet à l'autorité concédante toutes les données utiles et disponibles pour le suivi du diagnostic de l'année N, incluant les données brutes identifiées dans le diagnostic initial, et complétées de toutes données utiles et disponibles suite aux analyses et retours d'expérience en cours d'exécution de la concession.

En complément de ces éléments, le suivi de la performance du réseau intègrera également les éléments suivants :

- Le suivi des taux d'incidents par typologie de réseaux
- Le suivi des départs HTA dont la chute de tension est supérieure à 5 % de la tension nominale
- Le suivi des départs qui font l'objet d'un nombre de coupures brèves et très brèves supérieur à un seuil défini lors de l'élaboration de chaque PPI, sur la base de l'analyse du réalisé sur les quatre exercices précédents.
- Le suivi des fréquences de coupure :
 - La **Fréquence Moyenne de Coupure (BT)** (ci-après « **critère F-BT** »), définie comme le ratio du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT. Le critère F-BT est déterminé hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels (*Hix*) et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages) (*hors RTE*).
 - La **Fréquence Moyenne de Coupure (HTA)** (ci-après « **critère F-HTA** »), définie comme le ratio du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en HTA par le nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA. Le critère F-HTA est déterminé hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels (*Hix*) et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages) (*hors RTE*).
 - La **Durée Moyenne de Coupure (HTA)** (ci-après « **critère M** »), définie comme le temps moyen de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des clients HTA pondéré

par la puissance souscrite de ces mêmes clients. Le critère M est déterminé hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels (*Hix*) et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages) (*hors RTE*)

Au plus tard le 1^{er} juin de la dernière année du programme pluriannuel d'investissements en cours, préalablement à l'élaboration du programme pluriannuel d'investissements qui suit, les Parties se rencontreront en Comité de suivi local en vue d'actualiser le diagnostic technique, le cas échéant d'identifier d'éventuelles nouvelles ambitions et valeurs repères à prendre en compte dans le SDI (au moyen d'une modification de celui-ci par voie d'avenant cf. infra 2.2) et/ou des priorités nouvelles à intégrer dans le prochain PPI.

Les échanges devront notamment couvrir l'ensemble des sujets présents dans le diagnostic partagé existant et seront complétés des points soulevés par le suivi des hypothèses de croissance de la consommation et de la production sur le territoire (Article 2.3 ci-après).

Si les Parties constatent d'un commun accord la nécessité de faire évoluer le diagnostic à l'échéance des programmes pluriannuels, le diagnostic modifié fait l'objet d'un avenant au contrat de concession, approuvé par l'organe délibérant de l'autorité concédante conjointement avec le nouveau programme pluriannuel des investissements.

Article 2.2 – Révision du schéma directeur des investissements

Le schéma directeur des investissements peut être révisé, en tant que de besoin et en cas d'accord entre les Parties, notamment dans les cas suivants, conformément aux stipulations de l'article 11 du cahier des charges :

- en cas d'évolution significative affectant les conditions techniques et économiques de la distribution publique d'électricité sur le territoire du SDE35
- pour tenir compte de la mise en œuvre des programmes pluriannuels d'investissements.

En outre, en cas d'évolutions significatives du diagnostic technique actualisé par rapport à l'état des lieux initial les parties pourront convenir d'actualiser ou réviser le schéma directeur des investissements. Le SDI pourra être complété en tant que de besoin par de nouvelles problématiques identifiées.

En tout état de cause, à l'occasion du bilan du troisième programme pluriannuel d'investissements en vue de préparer le 4^{ème} programme pluriannuel d'investissements, soit au plus tard le 1^{er} juin de la dernière année du 3^{ème} programme pluriannuel d'investissements, les Parties se concerteront pour évaluer la pertinence de réviser le schéma directeur des investissements.

Si nécessaire, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conviendront d'un calendrier de travaux conjoints permettant, sous un délai de six mois maximum, le partage d'un diagnostic actualisé et la validation de l'évolution du schéma directeur et de ses valeurs repères.

A l'occasion de cette révision, les échanges devront notamment couvrir :

- Le respect de la qualité de l'énergie distribuée au travers :
 - du critère d'évaluation défini par la durée annuelle moyenne de coupure par client BT (critère B) et par commune,
 - des Indicateurs de suivi : fréquences de coupure (critères F-BT et F-HTA), durée annuelle moyenne de coupure par client HTA (critère M),
- Pour le réseau HTA : la fiabilisation des réseaux aériens et le renouvellement des réseaux souterrains CPI,
- Pour le réseau BT : le renouvellement des fils nus et des câbles CPI-NP,
- Les colonnes montantes,

- La sécurisation des postes HTA-BT identifiés en zone à risques inondation/submersion,
- Les éventuelles modifications techniques, réglementaires ou administratives qui auraient un impact sur la gestion patrimoniale du réseau,
- L'intégration éventuelle de nouveaux objets techniques prioritaires, non considérés comme tels lors de la signature du contrat (postes HTA/BT, réseau BT torsadé, ..).

Article 2.3 – Suivi des orientations de développement sur le territoire de la concession

Les Parties conviennent de réaliser un suivi régulier des hypothèses de croissance de la consommation et de la production, tant en volume qu'en puissance, afin de garantir les capacités d'accueil du réseau concédé et d'accompagner les nouveaux usages.

Ce suivi fera l'objet d'un partage en Comité de suivi local, aussi bien annuel qu'au moment de la préparation des programmes pluriannuels d'investissements, qui sera notamment alimenté par :

- Des éléments d'analyse technique particuliers, qui pourront s'appuyer par exemple sur :
 - le coefficient d'utilisation des transformations HTB/HTA,
 - le nombre de clients par poste HTA-BT et l'augmentation des puissances associées
- Des scénarios prospectifs d'évolution des consommations et productions, en tenant compte du développement des nouveaux usages : production décentralisée et son intégration au réseau, autoconsommation, modifications des profils de consommation et des consommations, potentiels de flexibilité locale, intégration de nouveaux usages dont la mobilité électrique...,
- Tout document de planification et d'orientations de développement sur le territoire de la concession (SRADDET, S3REnR, Schéma régional éolien, Programme efficacité énergétique, PCAET des EPCI, etc.),
- L'analyse des indicateurs de suivi et d'évaluation du PPI, ainsi que l'évolution de la mise en œuvre des ambitions à long terme du SDI sur la base, notamment, des valeurs repères définies conjointement dans le SDI
- Tout projet d'aménagement significatif qui serait identifié par le SDE35 ou le gestionnaire du réseau de distribution.

Le concédant et le gestionnaire du réseau de distribution conviennent d'échanger les données dont ils disposent en matière d'évolution de capacités disponibles des postes sources (S3REnR), déploiement des IRVE (Installations de Recharge pour Véhicules Electriques), installation de nouveaux sites de production d'EnR, développement du territoire (Liste non exhaustive).

Cet échange de données s'effectuera dans le respect de la réglementation en vigueur notamment en matière de protection des données.

Article 3 – Programme pluriannuel des investissements

Article 3.1 – Objet

Afin de répondre aux ambitions du schéma directeur des investissements, déclinées en actions à réaliser, et déterminées pour la durée du contrat le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante élaborent de façon concertée des programmes pluriannuels d'investissements par période de 4 ans jusqu'au terme du contrat de concession. La durée du dernier programme pluriannuel d'investissements pourra être adaptée en fonction de la durée du contrat.

Chaque programme pluriannuel d'investissements est établi à partir du diagnostic technique du réseau et des orientations de développement actualisés, conformément aux dispositions qui précèdent.

Il intègre les réalisations du gestionnaire du réseau de distribution et de l'autorité concédante en fonction de la répartition de la maîtrise d'ouvrage retenue dans l'annexe 1, article 5 du cahier des charges de concession.

Il fait l'objet d'un engagement financier du gestionnaire du réseau de distribution sur l'ensemble des opérations retenues pour la période de 4 ans et correspondant à des quantités d'ouvrages à réaliser

pour le suivi de la déclinaison des ambitions du schéma directeur des investissements et des valeurs repères associées.

Chaque programme pluriannuel d'investissements définit les priorités de la période :

- Portant sur des zones localisées et précises du territoire de la concession ;
- Avec des quantités d'ouvrages à renouveler, moderniser, renforcer ou construire pour les besoins de développement du réseau.

Il comporte ainsi, en tant que de besoin, par levier du schéma directeur des investissements, les objectifs de travaux quantifiés correspondants, en quantité et par catégorie d'ouvrage.

Par ailleurs le PPI intègre un engagement financier du gestionnaire du réseau de distribution.

Une action d'investissement, comptabilisée dans le cadre du programme pluriannuel d'investissements :

- correspond à un engagement financier unique du programme pluriannuel d'investissements,
- correspond à des travaux sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire de réseau,
- est identifiée par le montant des dépenses prises en compte.
- peut concourir à l'atteinte d'un ou plusieurs objectifs ou actions mais l'investissement correspondant n'est alors comptabilisé qu'une seule fois.

Les objectifs et actions d'investissements du programme pluriannuel des investissements sont quantifiés précisément (réalisations indicatives en mètre ou autre unité) par catégorie d'ouvrages réalisés au cours du programme pluriannuel d'investissements.

Conformément à l'article 6 de l'annexe 2, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution conviennent que soit distinguée au sein de l'enveloppe consacrée aux PPI, l'enveloppe prévisionnelle d'investissements de renouvellement qui fera l'objet d'une consommation du stock restant de provisions pour renouvellement.

Ce stock de provisions pour renouvellement qui s'élève au 31/12/2020 à 84 988 k€ (données CRAC exercice 2020) sera exclusivement et intégralement affecté aux ouvrages renouvelés. Pour les affaires relevant du PPI, le gestionnaire de réseau s'engage à mettre en place dès le premier PPI, un suivi par affaire de l'affectation des provisions pour renouvellement.

Par ailleurs, l'état détaillé du stock de provisions pour renouvellement sera transmis annuellement par élément technique immobilisé tel que disponible dans les inventaires comptables du gestionnaire de réseau.

Il est rappelé que le programme pluriannuel des investissements ne représente pas l'intégralité des investissements à venir sur la concession, en termes de volumes et de montants.

Il s'y ajoute notamment les investissements liés aux opérations de raccordement des clients et des producteurs, aux déplacements à la demande de tiers, au déploiement du compteur Linky et à tous autres travaux nécessaires à l'exploitation et à l'entretien du réseau concédé (dits investissements imposés).

Le gestionnaire du réseau de distribution présente annuellement le programme travaux des investissements hors PPI en Comité de suivi local, suivant un formalisme identique à celui utilisé pour les investissements PPI. Le gestionnaire du réseau de distribution précise notamment la part respective de ces investissements hors PPI et des investissements liés au PPI.

Article 3.2 – Premier Programme pluriannuel d'investissements

Le premier programme pluriannuel des investissements est établi pour une période de 4 ans, allant du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2025.

Il figure en annexe 2 D au cahier des charges de concession.

Article 3.3 – Modalités de suivi technique et financier du programme pluriannuel d'investissements

Les Parties conviennent de suivre et de mesurer l'avancement de chaque programme pluriannuel d'investissements en termes de quantités et de contribution aux ambitions du schéma directeur des investissements.

La réalisation de chaque programme pluriannuel d'investissements est mesurée, respectivement, par des indicateurs de suivi, définis dans l'annexe 2 D et pouvant être complétés en concertation entre les Parties lors de l'établissement d'un nouveau programme pluriannuel d'investissements.

Le gestionnaire du réseau de distribution communique à l'autorité concédante tous les ans, au plus tard le 1^{er} juin de l'année N+1, un bilan complet de l'état d'avancement du programme pluriannuel d'investissements au 31 décembre de l'année N.

L'état d'avancement du programme pluriannuel d'investissements est présenté comme suit.

Article 3.3.1 – Modalités de suivi annuel des quantités et montants d'ouvrages réalisés

Le bilan annuel remis par le gestionnaire du réseau de distribution distingue :

- le suivi annuel des dépenses d'investissement, la localisation (commune et éventuellement adresse) et les quantités associées par chantier et par catégorie d'ouvrage, déposés ou renouvelés.¹ Pour les opérations relevant du programme « Rénovation programmée » le linéaire traité sera précisé

Ce bilan annuel décrit, sur la base des tableaux d'objectifs et d'actions du programme pluriannuel visés à l'annexe 2 D en termes d'ouvrages réalisés et de montants financiers, le suivi de l'avancement par rapport aux engagements (en montant, quantité et % d'avancement par objectif ou action).

Ce bilan est accompagné de la description complète des travaux réalisés telle que décrite aux articles suivants.

Comme précisé dans l'article 3.1, il est accompagné d'un tableau de suivi de l'utilisation du stock de provisions pour renouvellement au cours de l'exercice concerné.

Article 3.3.2 – Modalités de suivi de l'efficacité des investissements prévus dans le programme pluriannuel d'investissements en cours

A l'appui de son bilan annuel, le gestionnaire du réseau fournira en outre une présentation du niveau de réalisation de chaque programme pluriannuel d'investissements en incluant :

- La justification du taux de réalisation de chaque objectif et action du programme pluriannuel d'investissements en cours à raison de l'avancement de chaque programme annuel des investissements écoulé, expliquant les écarts de réalisation ;
- L'avancement du programme annuel des investissements de l'année N et les premières orientations à prendre en compte pour la préparation du programme annuel des investissements de l'année N+1, en vue de l'atteinte des engagements du programme pluriannuel d'investissements.

Ce bilan permettra de suivre la contribution des travaux réalisés à l'atteinte des objectifs et actions du programme pluriannuel des investissements en cours.

¹ Le suivi des quantités et montants associés aux ouvrages mis en service, déposés ou renouvelés, au cours de l'année concernée, peuvent résulter de travaux des années antérieures.

Pour certaines opérations, l'autorité concédante se réserve le droit de procéder à une vérification sur pièces dans le cadre des modalités prévues à de l'article 4.3 de la présente annexe.

Article 3.4 – Etablissement des programmes pluriannuels des investissements ultérieurs

Article 3.4.1 – Point d'étape des investissements réalisés dans le cadre du programme pluriannuel d'investissements

Afin de pouvoir élaborer le programme pluriannuel d'investissements suivant, les Parties se réunissent à partir du 1^{er} juin de la dernière année du programme pluriannuel d'investissements en cours, afin de préparer un point d'étape des investissements effectivement réalisés sur les trois premières années du programme pluriannuel d'investissements, ainsi que les prévisions du programme annuel des investissements de la dernière année du programme pluriannuel d'investissements, et leur contribution aux ambitions du schéma directeur des investissements.

Ce point d'étape est réalisé sur la base des mêmes éléments de bilan que ceux utilisés pour l'établissement du bilan annuel du programme pluriannuel d'investissements (article 3.3 ci-avant), qui seront remis au plus tard le 1^{er} juin de la dernière année du programme pluriannuel d'investissements en cours.

Ce point d'étape des investissements réalisés donne lieu à l'établissement d'un rapport, exposé en Comité de suivi local, et contenant par objectif ou action du programme pluriannuel d'investissements :

- Les quantités par catégorie d'ouvrages mis en service/déposés/renouvelés au cours du programme pluriannuel d'investissements et les montants financiers associés,
- La justification du taux de réalisation de chaque objectif et action du programme pluriannuel d'investissements en cours à raison de l'avancement de chaque programme annuel des investissements écoulé, expliquant les écarts de réalisation ;
- L'avancement du programme annuel des investissements de l'année N et les premières orientations à prendre en compte pour la préparation du programme annuel des investissements de l'année N+1, en vue de l'atteinte des engagements du programme pluriannuel d'investissements.

Ce rapport contient également une analyse des écarts éventuels en termes de respect de l'engagement financier du programme pluriannuel des investissements et d'impact de ces écarts assortis de leurs justifications. Le bilan définitif de fin de PPI sera consolidé au premier semestre de la première année du PPI suivant, au plus tard le 1^{er} juin. Ce bilan consolidé servira de base à l'évaluation financière du PPI prévue à l'article 11 A) 4 du cahier des charges.

Article 3.4.2 Méthode de priorisation des communes nécessitant des investissements

En ce qui concerne les zones prioritaires, objet du PPI, afin de sélectionner les communes nécessitant des investissements pour les programmes pluriannuels d'investissements, une grille d'évaluation sera appliquée à chaque commune selon des critères cohérents avec les ambitions du SDI, auxquels seront attribués des points et des coefficients.

Les critères de priorisation sont regroupés selon deux problématiques cohérentes avec les ambitions du SDI:

- Sécurisation et modernisation du réseau aérien BT
- Pérennisation et modernisation du réseau aérien HTA

Une commune sera considérée prioritaire selon l'une et/ou l'autre de ces problématiques si son score excède un seuil qui sera défini lors de l'élaboration de chaque PPI.

Une méthode de priorisation sera également appliquée pour le renouvellement des réseaux souterrains d'ancienne génération, considérés comme des objets prioritaires à l'échelle de la concession.

La méthode d'identification des communes dites « en écart de qualité » retenue par le SDE 35 et Enedis et les seuils permettant de définir les zones prioritaires seront rappelés dans chaque PPI.

Ainsi dans le cadre de l'établissement de chaque programme pluriannuel des investissements, et de la concertation associée prévue au 3.4.3, les Parties évalueront la pertinence des critères de priorisation à retenir pour les différentes typologies d'intervention (zones prioritaires HTA, BT et souterrains d'ancienne génération).

Article 3.4.3 – Modalités d'établissement du nouveau programme pluriannuel des investissements

Les programmes pluriannuels des investissements ultérieurs au 1^{er} programme pluriannuel des investissements 2022-2025 sont établis de manière concertée entre les Parties sur la base du point d'étape décrit ci-dessus, en coordination avec l'actualisation éventuelle du diagnostic partagé et du schéma directeur des investissements.

Cette concertation se déroulera lors du dernier semestre de l'année précédant l'entrée en vigueur du nouveau programme pluriannuel d'investissements. Si besoin, un échange sur la méthode de priorisation du PPI suivant pourra avoir lieu dès la troisième année du PPI.

Le nouveau programme pluriannuel d'investissements à établir tire les conséquences du bilan du programme pluriannuel d'investissements précédent et des éventuels écarts à rattraper tels qu'ils ressortent du point d'étape visé à l'article 3.4.1 ci-avant, en vue de contribuer aux ambitions du schéma directeur des investissements aux échéances fixées,

Les Parties visent une présentation du point d'étape précédemment décrit et du nouveau programme pluriannuel d'investissements à l'organe délibérant de l'autorité concédante au plus tard le 31 décembre de la dernière année du programme pluriannuel en cours.

L'élaboration concertée des PPI successifs tendra à permettre la réalisation des ambitions et le respect des points de passage prévus dans le SDI.

L'annexe 2D au cahier des charges est mise à jour, pour chaque nouveau programme pluriannuel d'investissements, qui s'ajoute au 1^{er} programme pluriannuel des investissements. Ce nouveau programme pluriannuel d'investissements fait l'objet d'un avenant approuvé par l'organe délibérant de l'autorité concédante.

Article 3.4.4 – Modalités d'actualisation des programmes pluriannuels d'investissements

Chacun des programmes pluriannuels d'investissements pourra être actualisé, en tant que de besoin d'un commun accord entre les Parties, afin de tenir compte notamment de l'évolution des orientations en matière d'investissements (en particulier en cas de modification des zones prioritaires au sens de l'article 3.4.2), des ressources financières de chacun ou de nouvelles exigences réglementaires affectant les conditions de réalisation des ouvrages, de variations significatives en matière de travaux de raccordement ou en cas d'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution.

Les programmes pluriannuels d'investissements actualisés sont mis à jour et portés en annexe 2D du cahier des charges par voie d'avenant. Ces avenants sont présentés à l'organe délibérant de l'autorité concédante.

Article 3.4.5 – Bilan des investissements réalisés dans le cadre du programme pluriannuel d'investissements et dépôt relatif aux engagements du concessionnaire

En cas de non réalisation par le gestionnaire de réseau de distribution des investissements inscrits au PPI, au vu du bilan établi en application de l'article 3.4.1 ci-avant, l'autorité concédante mettra en œuvre les dispositions de l'article 11 A 4) du cahier des charges si les conditions sont remplies.

Article 4 – Programmes annuels des investissements

Article 4.1 – Elaboration des Programmes annuels des investissements

Chaque programme pluriannuel des investissements est décliné en programmes annuels. Ces programmes annuels d'investissements 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'autorité concédante communique au gestionnaire du réseau de distribution son programme travaux de l'année N au cours du dernier trimestre de l'année N-1.

Le programme annuel de chaque Partie détaille la liste des affaires avec les informations suivantes :

- La typologie d'investissement du gestionnaire de réseau de distribution
- Le/s numéro/s d'affaire (Enedis et AODE le cas échéant) si disponibles, permettant le contrôle ultérieur et le suivi sur plusieurs exercices le cas échéant,
- L'intitulé du projet, suffisamment explicite pour l'autorité concédante,
- L'ambition du schéma directeur des investissements et l'objectif du programme pluriannuel des investissements en cours auxquels répond l'affaire,
- La localisation, selon les types de travaux : commune principale, postes HTA/BT concernés, départ HTA, départ BT...,
- Les quantités techniques prévues (en pose et/ou dépose, longueurs de réseau BT et HTA, postes...),
- Le montant prévisionnel des dépenses par affaire.

Article 4.2 –Premier programme annuel des investissements

Le premier programme annuel est établi du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022.

Article 4.3 – Suivi et bilans des Programmes annuels des investissements

Dans le compte rendu annuel d'activité de l'exercice N du concessionnaire, le gestionnaire du réseau de distribution communique à l'autorité concédante le compte-rendu du programme de travaux de l'année N-1 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, afin d'être en mesure de comparer le réalisé au prévisionnel. Ce compte-rendu distinguera les travaux répondant aux objectifs du PPI et ceux complémentaires à ce programme.

Au plus tard le 1^{er} juin de l'année N, le concessionnaire communiquera cette liste dans un fichier de suivi de l'ensemble de ces travaux contenant à minima :

- La synthèse des dépenses et quantités d'investissement par finalité du programme pluriannuel des investissements concernés et par type d'ouvrage,
- La liste de l'intégralité des investissements réalisés en N-1 sur le territoire de la concession, détaillant les informations par affaire listées à l'article 4.1 ci-dessus en tenant compte des quantités construites et déposées, le montant des dépenses correspondantes,
- Une présentation du niveau de réalisation du programme annuel indiquant :
 - la justification du taux de réalisation du programme annuel N-1 et l'ensemble des facteurs expliquant les écarts de réalisation,
 - 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 en reprenant les indicateurs de suivi du programme pluriannuel des investissements pour les besoins du bilan de chaque programme annuel.

Dans le cadre de contrôles menés par l'autorité concédante suivant les dispositions de l'article 44 du cahier des charges, celle-ci établit l'échantillonnage à partir du fichier de suivi remis par le concessionnaire.

ANNEXE 2B

Diagnostic partagé pour la concession du
Syndicat Départemental d'Énergie d'Ille-et-Vilaine

Sommaire

1. Avant-propos	4
1.1 Syndicat Départemental d’Energie 35 (SDE 35)	4
1.1.1 Les clients de la concession	5
1.1.2 Clients en soutirage	5
1.1.3 Clients Producteurs	6
1.2 Postes sources	8
1.3 Hypothèses de croissance des puissances transitées au niveau des postes sources	9
1.4 Etat d’avancement du S3REnR	10
2. Patrimoine de la concession	11
2.1 Moyenne Tension HTA	11
2.1.1 Evolutions des réseaux aériens et souterrains par nature	11
2.1.2 Réseau HTA aérien	12
2.1.3 Réseaux aériens sensibles aux aléas climatiques	13
2.1.4 Réseau souterrain de technologie ancienne	14
2.1.5 Réseau 15 kV	15
2.2 Basse Tension	16
2.2.1 Evolution du réseau Basse Tension	16
2.2.2 Evolution du réseau BT sous MOA concédant	18
2.2.3 Evolution du réseau BT sous MOA Enedis	19
2.2.4 Evolution du réseau souterrain BT d’ancienne génération	20
2.3 Postes HTA/BT	21
2.3.1 Postes HTA/BT par type	21
2.3.2 Transformateurs HTB/HTA	22
2.3.3 Etat d’avancement du projet PCB	22
2.4 Branchements et comptages	23
2.4.1 Inventaire des branchements et matériels de comptage : principes et calendrier	23
2.4.2 Matériels de comptage C1-C4	23
2.4.3 Colonnes montantes (ouvrages collectifs de branchement)	24
2.4.4 Etat d’avancement du déploiement du compteur Linky	25
3. Performance du réseau	25
3.1 Décret qualité – continuité d’alimentation	25
3.1.1 Fréquence de coupure	28
3.2 Décret qualité – tenue de tension	28
3.2.1 Départs en contrainte de tension	29
3.3 Evolution du critère B	30
3.4 Fiabilité des ouvrages HTA	34
3.4.1 Taux de fiabilité constaté hors évènements exceptionnels (Hix)	34

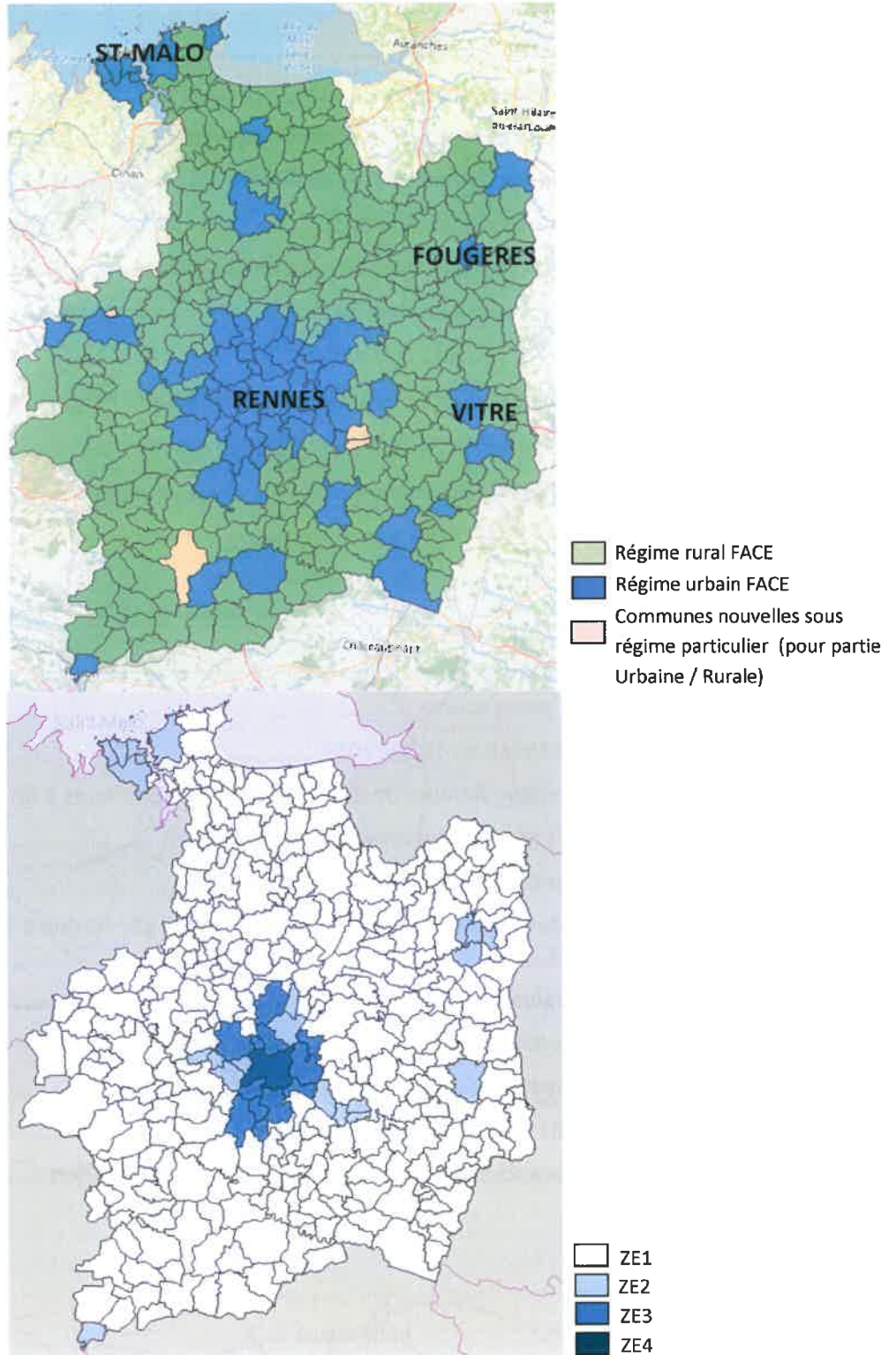
3.4.2	Analyse de l'incidentologie du réseau HTA aérien.....	35
3.4.3	Analyse de l'incidentologie du réseau HTA souterrain	36
3.5	Fiabilité des ouvrages BT	38
3.5.1	Analyse de l'incidentologie du réseau BT aérien.....	39
3.5.2	Analyse de l'incidentologie du réseau BT souterrain	40
3.5.3	Synthèse de l'évolution des taux d'incidents par zone et technologie.....	42
3.6	Poste HTA/BT.....	43
3.7	Réactivité sur incidents HTA.....	45
3.7.1	Organes de manœuvre télécommandés.....	45
3.7.2	Supervision des réseaux BT et renforcement de la réactivité.....	45
3.7.3	Équipement et maintenance des détecteurs de défaut.....	45
3.7.4	Télésignalisation des détecteurs de défauts	45
3.8	Résilience face au risque d'inondation et de submersion marine	46
4	Programmes travaux	47
4.1	Travaux postes sources – Zones urbaines denses.....	47
4.2	Programme PDV (Prolongation Durée de Vie) –/ RP (Rénovation Programmée).....	47
4.3	Programme MALTEN – déploiement du régime de neutre compensé	48
4.4	Evolution des investissements	49
5	Analyse des forces et fragilités du réseau	50
5.1	Grille d'analyse	50
6	Annexes	51
6.1	Lexique.....	51
6.2	Données détaillées par poste source	53
6.2.1	Etat d'avancement du S3REnR au 19/06/2019	53
6.2.2	Puissance de transformation, nombre de départs et nombre de clients à fin 2018.....	54
6.3	Nombre de producteurs raccordé au réseau de la concession.....	54
6.4	Localisation des réseaux CPI HTA à fin 2018 par commune.....	55
6.5	Localisation supposée des réseaux souterrains BT d'ancienne génération à fin 2018 (selon méthode de criblage retenue par Enedis)	56
6.6	Nouvelle méthode d'évaluation des CMA tension.....	57
6.7	Détail des interruptions longues BT et HTA – croisement siège/cause	58
6.8	Caractéristiques des départs HTA – inventaire des OMT par départ.....	58
6.9	Transformateurs HTA/BT – vision détaillée.....	58
6.10	Ouvrages collectifs de branchement – éléments d'analyse des matériels	58

1. Avant-propos

Ce document contient des informations commercialement sensibles. Sa diffusion est donc restreinte.

1.1 Syndicat Départemental d’Energie 35 (SDE 35)

Le SDE35 regroupe les 333 communes du département de l’Ille-et-Vilaine (en 2019), pour une population de plus d’un million d’habitants. Le département abrite en particulier la métropole de Rennes (42% de la population du département), et plusieurs agglomérations importantes : Saint-Malo, Vitré, Fougères.



Communes du SDE 35 – classification FACE et Zone Emeraude au 01/01/2021¹

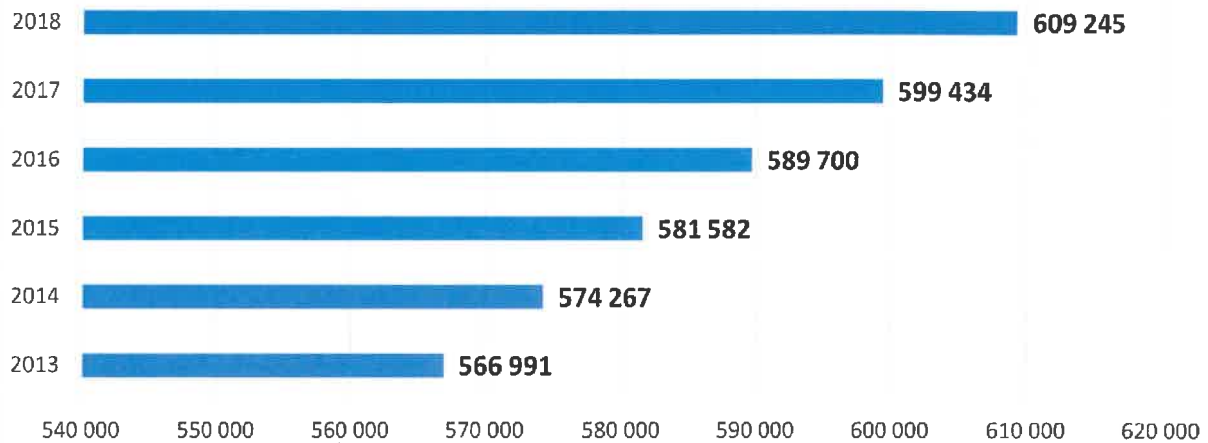
¹ Voir définitions « Zone Emeraude » et « régime FACE » en annexe 1 – glossaire

1.1.1 Les clients de la concession

1.1.2 Clients en soutirage

Nombre total de clients raccordés au réseau

Points de livraison (PDL)



Répartition par catégorie de clients	Au 31/12/2013	Au 31/12/2014	Au 31/12/2015	Au 31/12/2016	Au 31/12/2017	Au 31/12/2018
Maille concession						
Inférieur ou égal à 36 kVA C5	559 799	566 925	574 221	582 259	591 862	601 537
Entre 36 et 250 kVA C3 à C4	5 915	6 052	6 071	6 147	6 284	6 435
> à 250 kVA C1 à C2	1 277	1 290	1 290	1 294	1 288	1 273

Le nombre de clients BT a progressé de 7,5% entre 2013 et 2018, alors que le nombre de postes HTA/BT a augmenté de 4,2% dans le même temps (cf. §2.3)

	% clients
ZE1	46%
ZE2	20%
ZE3	11%
ZE4	23%

	% clients
U	67%
R	33%

Part de client par Zone Emeraude et Régime FACE

Une part importante de clients situés dans les zones de densité urbaine. La métropole de Rennes concentre en particulier 43% des clients raccordés au réseau de la concession.

1.1.3 Clients Producteurs

Typologie des clients producteurs <u>HTA</u> Maille concession	Nombre au 31/12/2013	Nombre au 31/12/2014	Nombre au 31/12/2015	Nombre au 31/12/2016	Nombre au 31/12/2017	Nombre au 31/12/2018
Eolien	14	14	14	15	15	18
Hydraulique	1	1	1	1	0	0
Photovoltaïque	8	8	8	9	9	10
Biomasse – Biogaz – Déchets	6	8	9	11	13	14
Autres	10	10	14	18	15	20
Nombre total	39	41	46	54	52	62

Typologie des clients producteurs <u>BT ≤ 36 kVA</u> Maille concession	Nombre au 31/12/2013	Nombre au 31/12/2014	Nombre au 31/12/2015	Nombre au 31/12/2016	Nombre au 31/12/2017	Nombre au 31/12/2018
Eolien	19	19	17	16	14	13
Biogaz-Biomasse	1	1	1	1	0	1
Photovoltaïque	5757	6103	6363	6614	6849	6981
Autres	1	1	1	1	1	3
Nombre total	5778	6124	6382	6632	6864	6998

Typologie des clients producteurs <u>BT > 36 kVA</u> Maille concession	Nombre au 31/12/2013	Nombre au 31/12/2014	Nombre au 31/12/2015	Nombre au 31/12/2016	Nombre au 31/12/2017	Nombre au 31/12/2018
Eolien	0	0	0	0	0	0
Biogaz-Biomasse	3	2	2	2	2	5
Photovoltaïque	179	231	252	295	299	340
Autres	0	0	0	0	0	0
Nombre total	182	233	254	297	301	345

Une augmentation continue du nombre de clients producteurs, portée par la filière photovoltaïque, en particulier pour les projets de puissance inférieure ou égale à 36 kVA

Les données précises du nombre de producteurs BT par poste HTA, et du nombre de producteurs HTA par départ, sont reportées en annexe à ce document (§ 6.3).

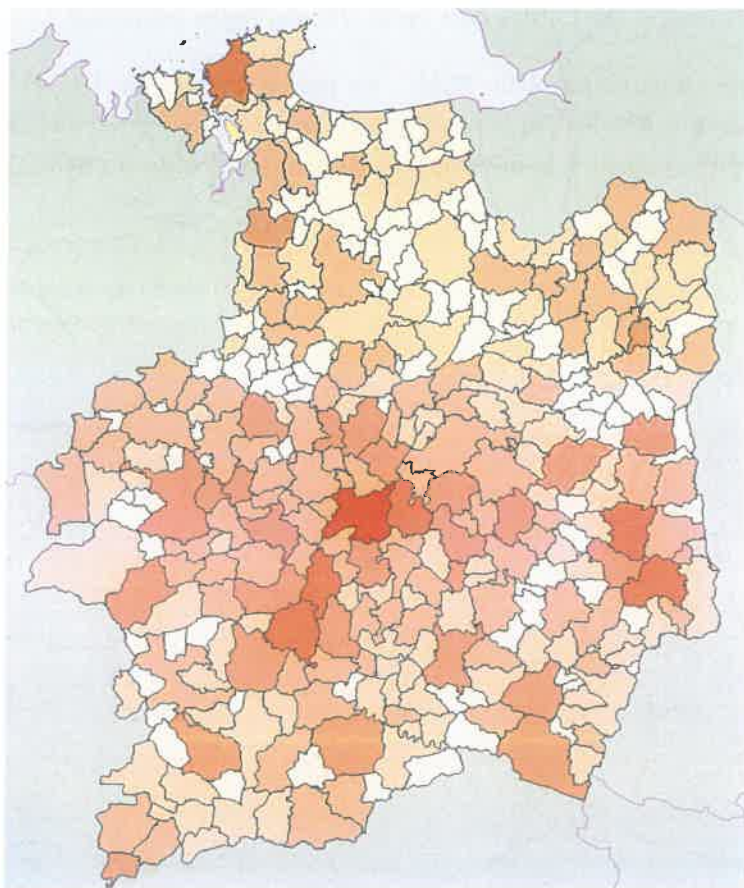
A titre d'indication, l'énergie injectée en 2017 sur le territoire de la concession² a été de :

- 74,9 GWh issus du photovoltaïque (8,2 GWh HTA, 33 GWh « sup 36 », 33,8 GWh inf 36).
- 174 GWh issus de l'éolien.
- 106,2 GWh issus de bio-énergies.

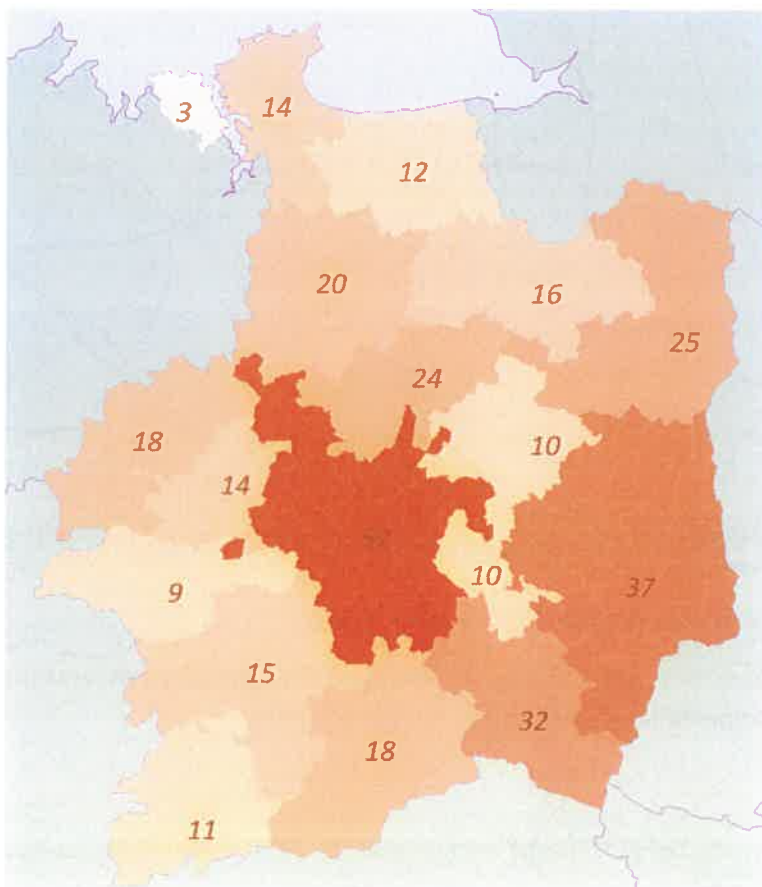
² Données issues de l'open data d'Enedis

La répartition communale à fin 2018 des sites de production photovoltaïque raccordés en BT est la suivante :

PV raccordé en BT de puissance inférieure ou égale à 36 kVA



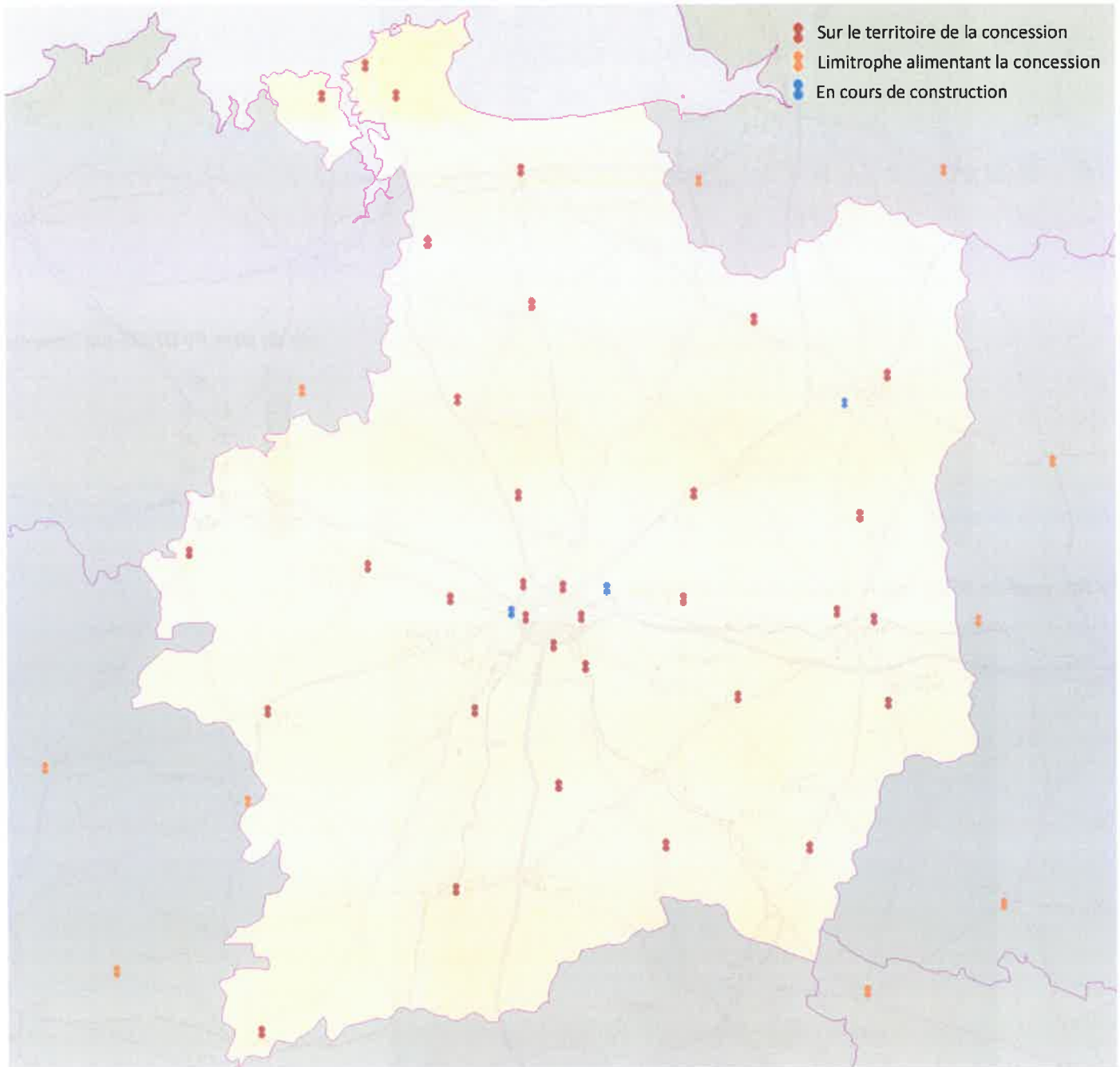
PV raccordé en BT de puissance supérieure à 36 kVA



1.2 Postes sources

Les consommateurs et producteurs d'électricité situés sur le territoire de la concession sont desservis par 43 postes sources, dont 33 postes sources situés sur le département d'Ille-et-Vilaine et 10 postes sources situés sur les départements limitrophes (*NB : les postes sources sont situés hors périmètre du régime concessif*).

Trois postes sources étaient en cours de construction à fin 2018 : les postes sources de Tizé et Barre Thomas, respectivement au Nord-Est et au Sud-Ouest de Rennes³, et le poste source de Romagné à proximité de Fougères. Ces créations de postes sources permettent d'accompagner le développement économique de ces deux agglomérations.



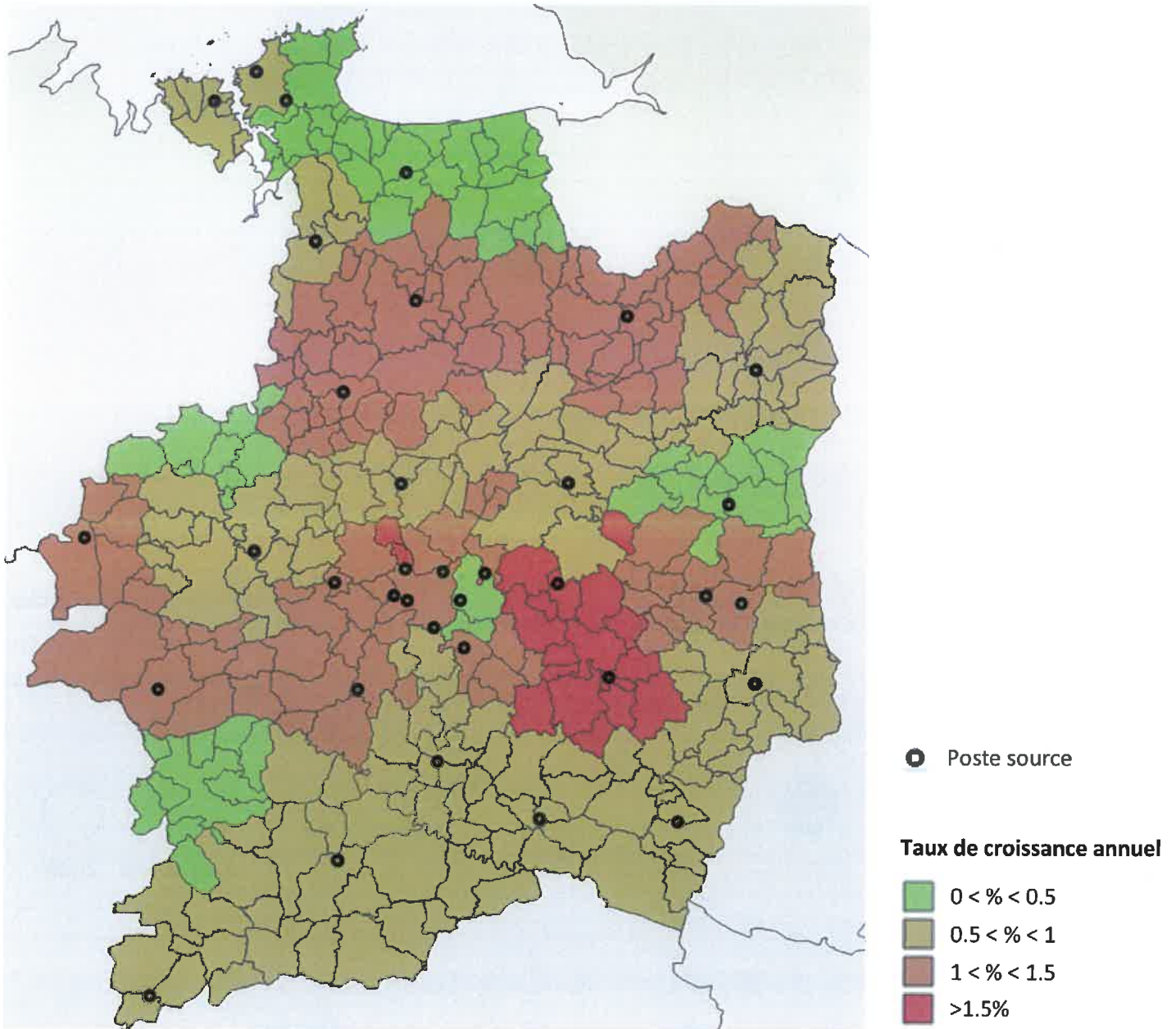
Postes sources alimentant la concession à fin 2018

Après la mise en service des postes sources de Tizé, Barre Thomas et Romagné, il n'apparaît pas nécessaire d'envisager à moyen terme (i.e. dans les 5 ans) la création de nouveaux postes sources HTB/HTA.

³ La mise en service effective des postes sources de Tizé et Romagné est intervenue en 2019. La mise en service du poste source de Barre Thomas est prévue à la fin de l'année 2021.

1.3 Hypothèses de croissance des puissances transitées au niveau des postes sources

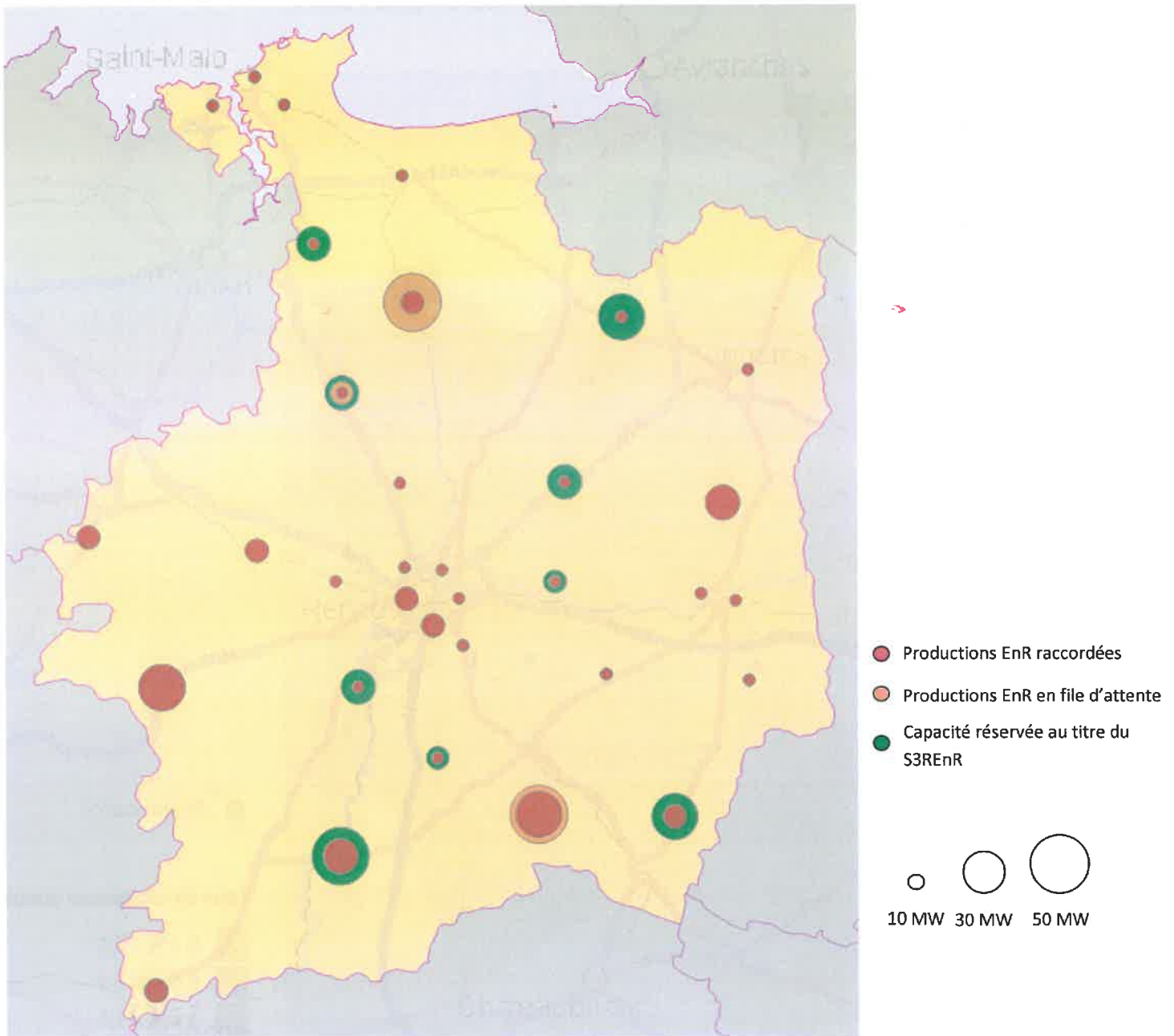
Afin d'établir des projections d'évolution des puissances transitées au niveau des postes sources, Enedis s'appuie sur des « taux de croissance moyenne annuelle » (TCMA), qui sont calculés en se basant sur les puissances de soutirage observées et les projets structurants d'aménagement connus en aval des postes sources.



Taux de croissance moyen annuel (TCMA) par poste source et commune rattachée à fin 2018

1.4 Etat d'avancement du S3REnR

L'état d'avancement du S3REnR est établi sur la base des données disponibles dans l'outil « Capareseau » pour les postes sources situés sur le territoire de la concession (état au 19/06/2019).



Etat d'avancement du S3REnR – puissances EnR par poste source au 19/06/2019

2 Patrimoine de la concession

2.1 Moyenne Tension HTA

La concession est alimentée par 523 départs HTA issus des 43 postes sources cités précédemment (Données 2018).

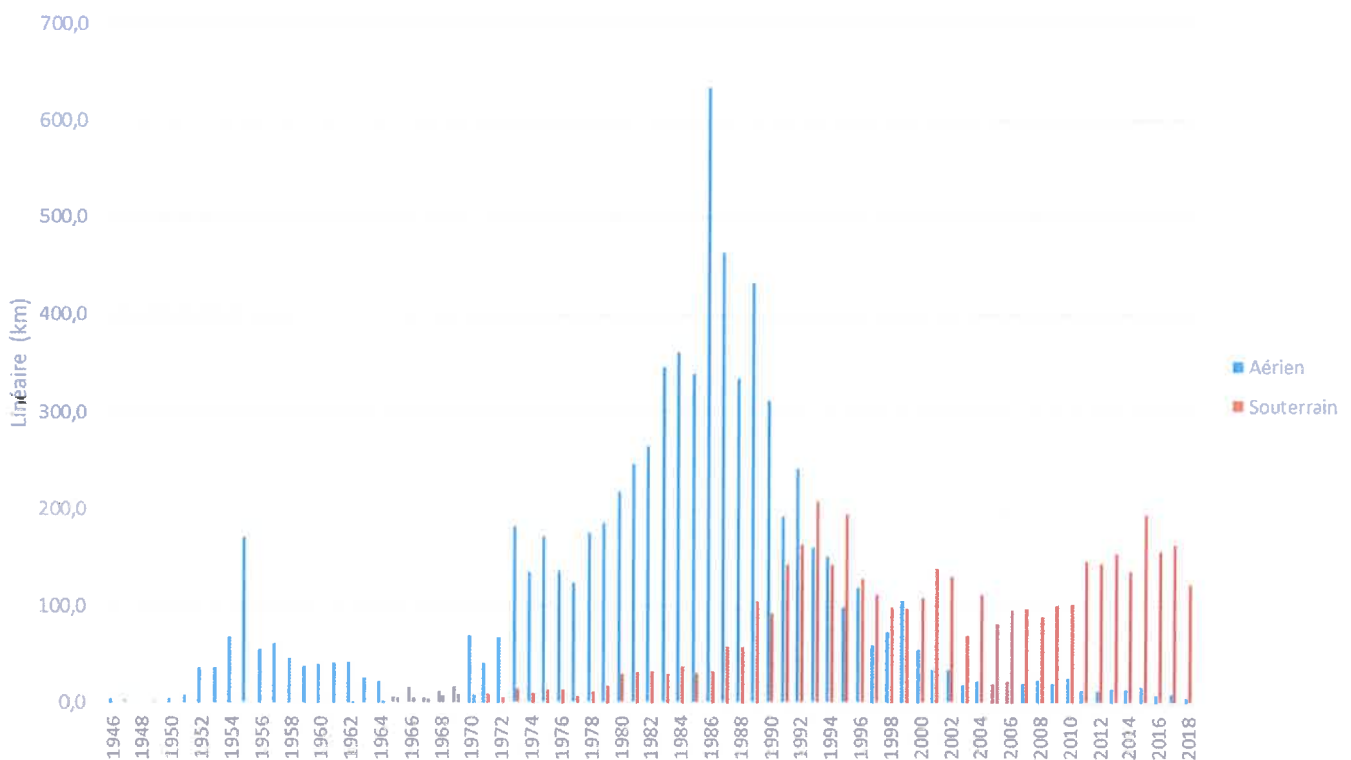
- 490 départs exploités en 20 kV sont issus des postes situés sur la concession. La longueur moyenne de ces départs est de 22,4 km.
- 20 départs exploités en 20 kV sont issus des postes limitrophes à la concession (cf. §1.2).
- 13 départs sont exploités en 15 kV, tous issus du poste « Dinard », pour une longueur moyenne de 15,6 km.

2.1.1 Evolutions des réseaux aériens et souterrains par nature

	Réseau aérien (km)				Réseau souterrain (km)			Total réseau HTA (km)
	Nu	Torsadé	dont faible section	Total aérien	Total souterrain	dont câbles papier	% souterrain	
2013	7878	0	25	7878	3662	171	31,7%	11539
2014	7821	0	25	7821	3786	168	32,6%	11607
2015	7747	0	23	7747	3959	158	33,8%	11706
2016	7713	0	22	7713	4088	151	34,6%	11801
2017	7663	0	22	7663	4231	144	35,6%	11894
2018	7604	0	21	7604	4343	137	36,3%	11947
Variation 2013-2018	-274	0	-4	-273	681	-34	+4,6%	408

L'analyse du réseau par année de pose illustre la progression constante de la part de souterrain dans le réseau HTA de la concession. Le taux d'enfouissement atteint 36,3% fin 2018 (NB : taux national = 49,5 % - Bretagne = 40,6%⁴).

Réseaux HTA aériens et souterrains par année de pose



⁴ Données issues de l'open data d'Enedis

2.1.2 Réseau HTA aérien

Le réseau aérien de la concession a en 2018 un âge moyen de 35 ans. Il est composé en majeure partie de lignes en Almélec, qui représentent plus de 90% du linéaire global.

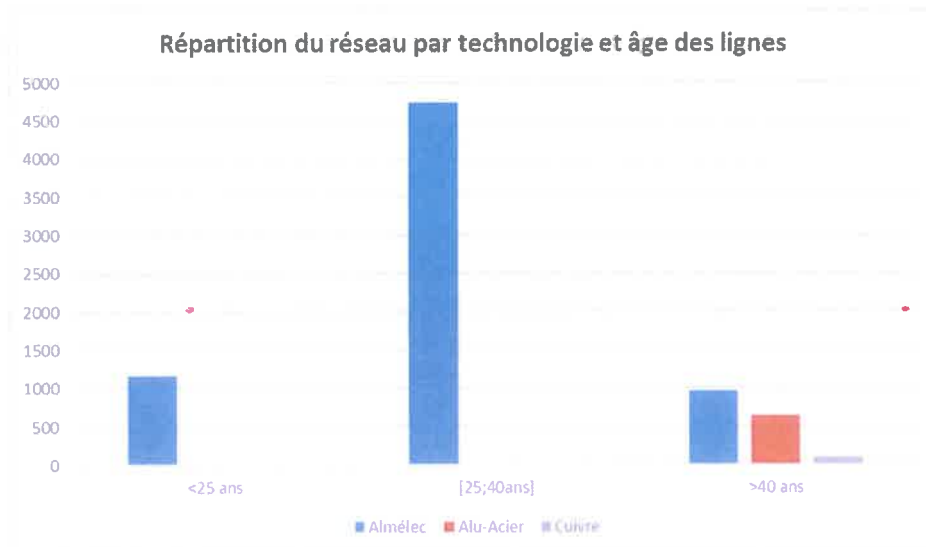


Figure 3 – Constitution du réseau aérien HTA par âge et technologie

Les lignes en Almélec sont composées à 95% de tronçons à forte section ($\geq 54,6^2$), et ne comportent quasiment aucun tronçon de faible section (0,2 km répertoriés de section $\leq 22^2$).

Les réseaux à faible section sont essentiellement portés par la technologie Alu-Acier (18 km sur les 21 km répertoriés en « faible section »).

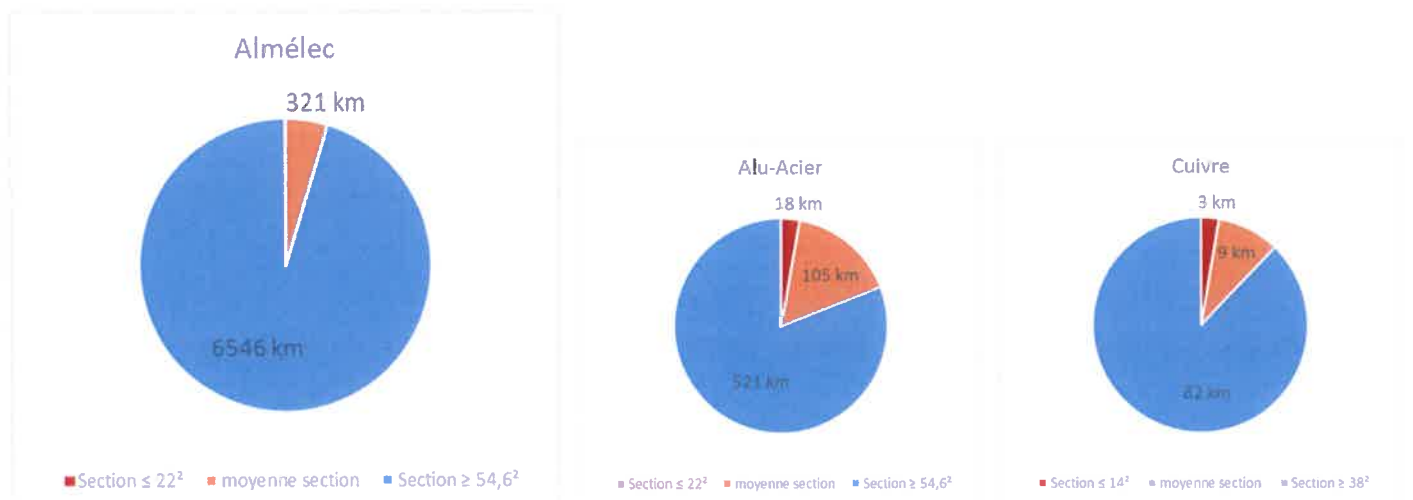


Figure 4 – Constitution du réseau aérien HTA par technologie et section

Le réseau aérien de la concession est en grande majorité constitué de lignes en Almélec de moyennes et fortes sections, dont 85% ont moins de 40 ans.

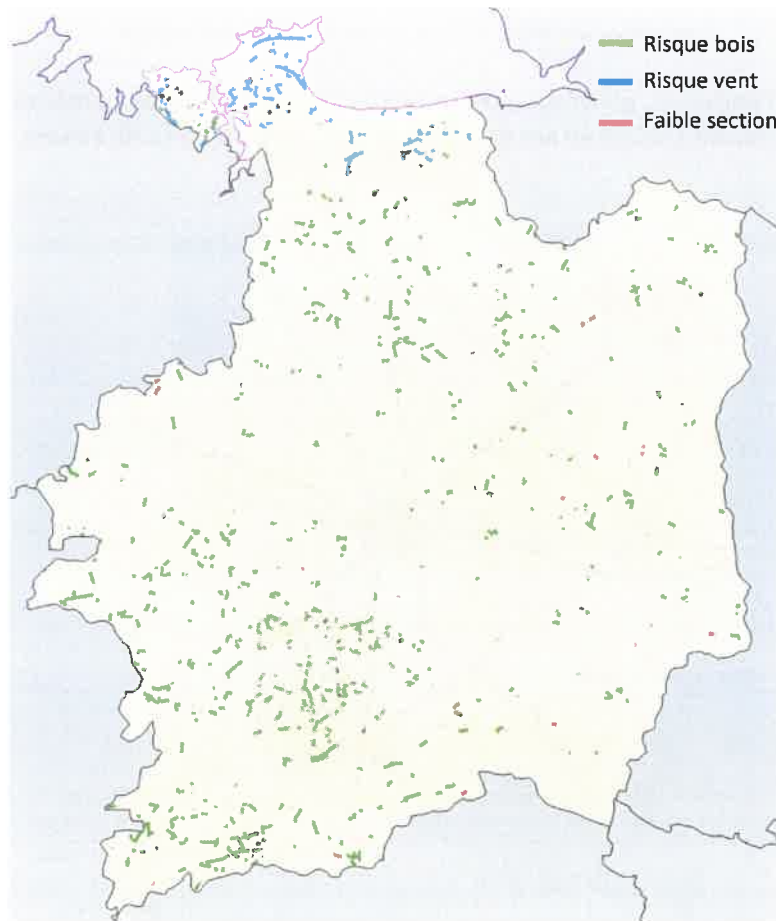
Le reste du réseau, environ 10% du linéaire global, est composé de lignes en Alu-Acier principalement en dérivation, et de réseau cuivre avec une grande majorité de section importante.

2.1.3 Réseaux aériens sensibles aux aléas climatiques

Dans le cadre de l'application de son « plan aléas climatiques » (PAC), Enedis recense les réseaux aériens sensibles afin d'identifier le cas échéant les actions de sécurisation visant à renforcer la résilience du réseau de distribution électrique.

Année d'observation	Longueur en zone bois (km)	Longueur en zone vent (km)	Longueur faible section (km)	Longueur totale en zone PAC (km)	Part du réseau aérien HTA total
2014	192,3	72,4	24,6	288,2	3,7%
2015	190,6	72,4	23,0	283,9	3,6%
2016	189,0	72,2	22,0	281,1	3,6%
2017	185,3	71,5	21,4	276,1	3,6%
2018	183,3	71,2	20,8	273,2	3,6%
Variation 2014 - 2018	-9	-1,2	-3,8	-14	

La répartition géographique de ces réseaux aériens comportant des tronçons situés en zone PAC est la suivante :
(NB : la carte ci-après met en évidence dans chaque cas l'intégralité du tronçon contenant une portion identifiée PAC, les outils de cartographie à disposition ne permettant pas de représenter uniquement ces portions).



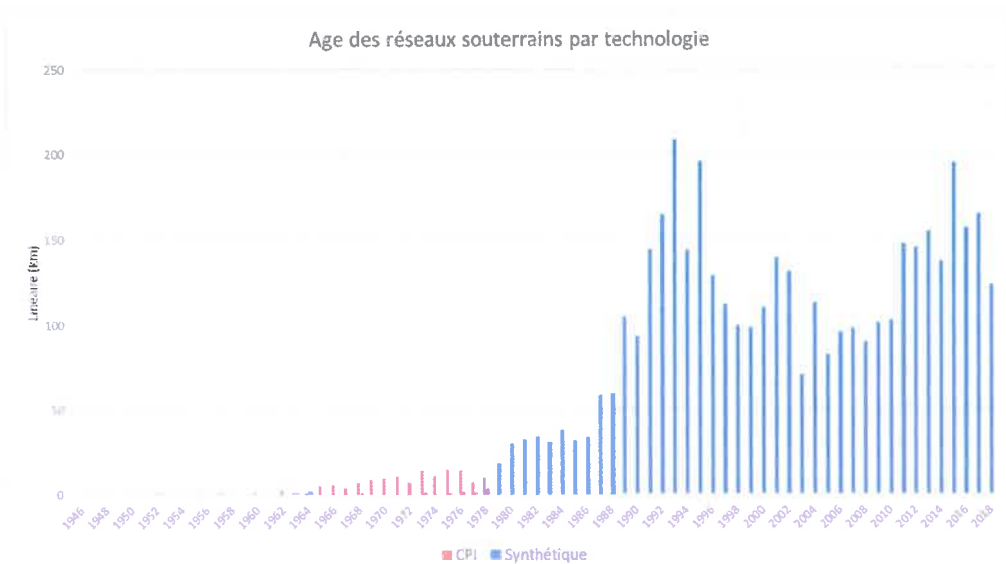
Réseaux aériens HTA comportant des tronçons en zone PAC à fin 2018

Il est à noter que l'inventaire des lignes identifiées dans le cadre du PAC découle d'une vision théorique :

- L'inventaire des lignes en zone « bois » est obtenu par le recoupement géographique de la cartographie du réseau HTA aérien avec la base de données européenne Corine Land Cover. Une analyse terrain est dans tous les cas nécessaire pour confirmer ou non le caractère avéré du risque « bois » autour de ces ouvrages.
- L'inventaire des lignes en zone « vent » est obtenu en comparant les caractéristiques des tronçons aériens situés dans les zones exposées avec les vitesses de vent enregistrées dans ces zones.

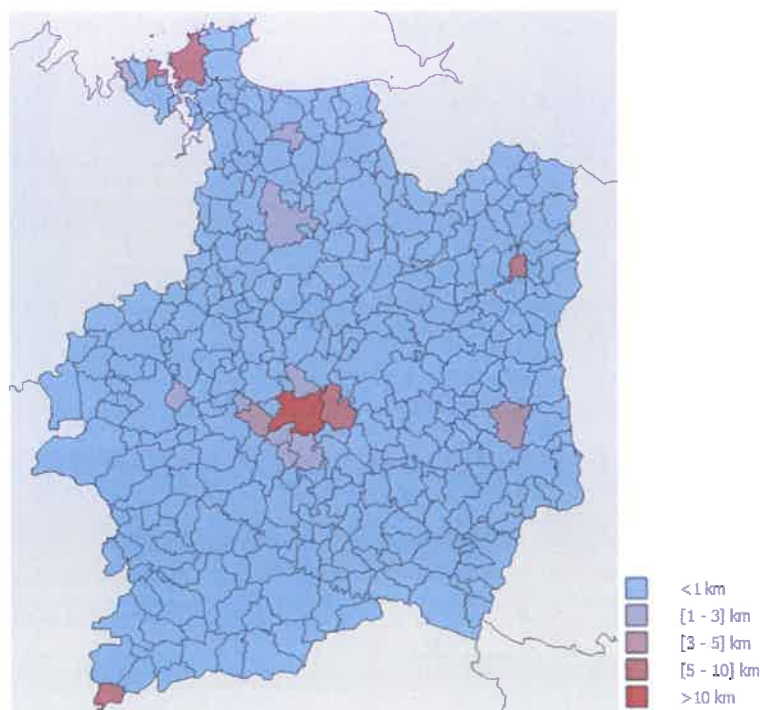
2.1.4 Réseau souterrain de technologie ancienne

Les réseaux souterrains HTA composés de câbles à « papier imprégné » (CPI), technologie ancienne, totalisent un linéaire de **137 km** à fin 2018 sur le territoire de la concession. Ils représentent environ **3%** du linéaire global souterrain HTA.



Réseaux souterrains HTA par année de pose et technologie

Ces réseaux souterrains d'ancienne génération sont concentrés dans les agglomérations du département, la métropole de Rennes concentrant plus de 80 km de câbles CPI (38 km pour la seule commune de Rennes – voir détail en annexe 6.4).



Répartition géographique des tronçons CPI HTA

Le patrimoine de la concession comporte une portion faible de réseau souterrain de technologie dite « câble papier », qui s'élève à 3%.

Les travaux de renouvellement menés sur ces câbles, notamment en accompagnement des projets des collectivités et des autres concessionnaires, ont par ailleurs permis de réduire de près de **20% le stock de CPI entre 2013 et 2018** (soit 34 km résorbés), en particulier dans les zones de forte densité urbaine.

2.1.5 Réseau 15 kV

Le réseau HTA de la concession comporte 196 km exploités en 15 kV, dont 153 km en souterrain et 43 km en aérien. Ces réseaux 15 kV représentent 1,6% du linéaire global HTA. Ils ne présentent pas de problématique particulière de qualité.

Les 13 départs exploités en 15 kV sont situés en aval du poste source DINARD, alimentant une zone située entre la Rance et le département des Côtes-d'Armor.



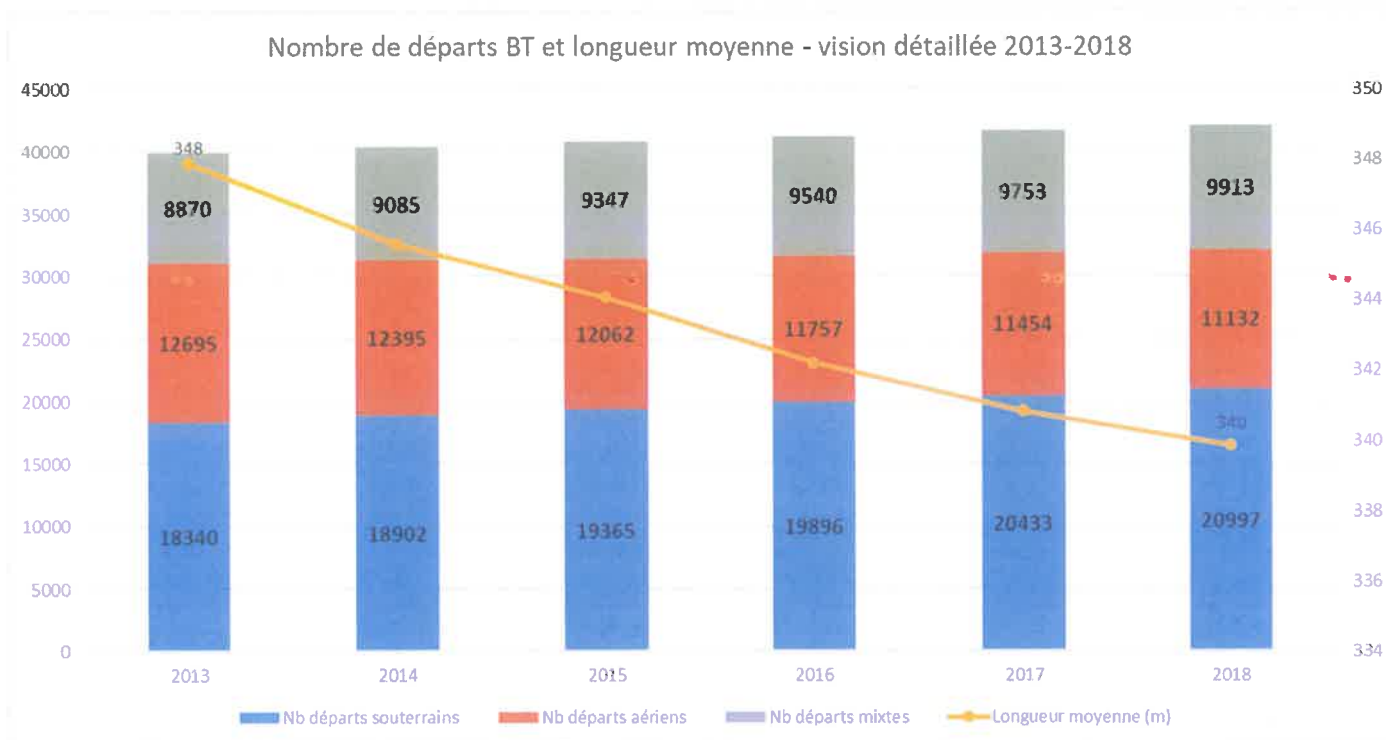
Réseau 15 kV – zone de Dinard

2.2 Basse Tension

A fin 2018, on dénombre 42 042 départs BT sur le territoire de la concession, d'une longueur moyenne de 340 m.

Le nombre de départs BT est en progression de 5,3 % depuis 2013, la longueur moyenne étant restée relativement stable (39 905 départs BT en 2013 pour une longueur moyenne de 348 m).

La vision détaillée de l'évolution du nombre de départs BT est représentée sur le graphe suivant.



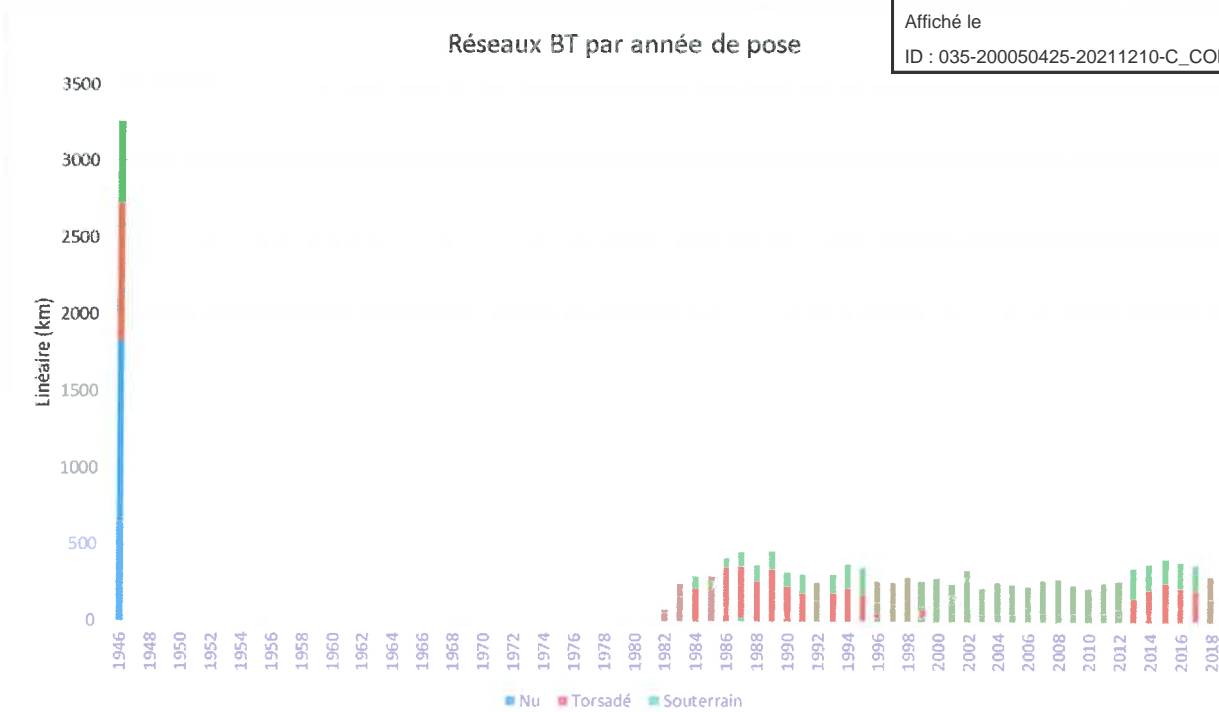
2.2.1 Evolution du réseau Basse Tension

	Réseau aérien (km)				Réseau souterrain (km)		Total réseau BT (km)	
	Nu	dont faible section	% Nu sur total aérien	Torsadé	Total aérien	Total souterrain		% souterrain
2013	3258	865	38%	5371	8629	5254	38%	13883
2014	2993	787	35%	5537	8529	5428	39%	13957
2015	2698	699	32%	5756	8454	5575	40%	14029
2016	2438	623	29%	5935	8373	5724	41%	14097
2017	2215	533	27%	6091	8306	5888	41%	14194
2018	2021	453	25%	6223	8245	6042	42% ⁵	14287
Variation 2013-2018	-1237	-412	-13%	852	-384	788	4%	404

Sur les 14 288 km qui composent le réseau BT de la concession, il réside un linéaire de 3 254 km dont la date de pose n'est pas précisément connue dans la base technique. Ces tronçons ont été datés fictivement en 1946. Cela concerne :

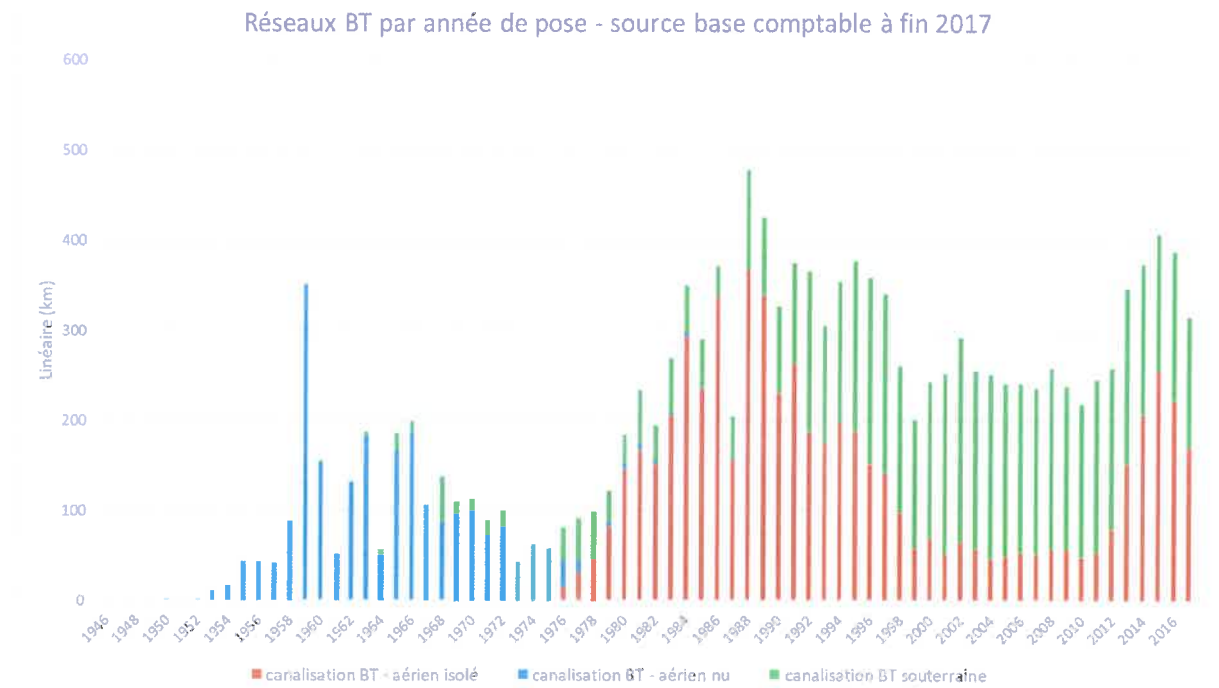
- 1 834 km de réseaux fils nus BT (soit 90% du réseau de ce type à fin 2018)
- 897 km de réseaux torsadés (soit 14% du réseau de ce type à fin 2018)
- 523 km de réseaux souterrains (soit 9% du réseau de ce type à fin 2018)

⁵ Taux d'enfouissement BT national = 46 % - taux Bretagne = 40 %



Linéaire de réseau BT par année de pose et type de réseau (données au 31/12/2018)

Cette vision issue de la base technique peut être complétée par l'exploitation des données de la base comptable à fin 2017⁶.

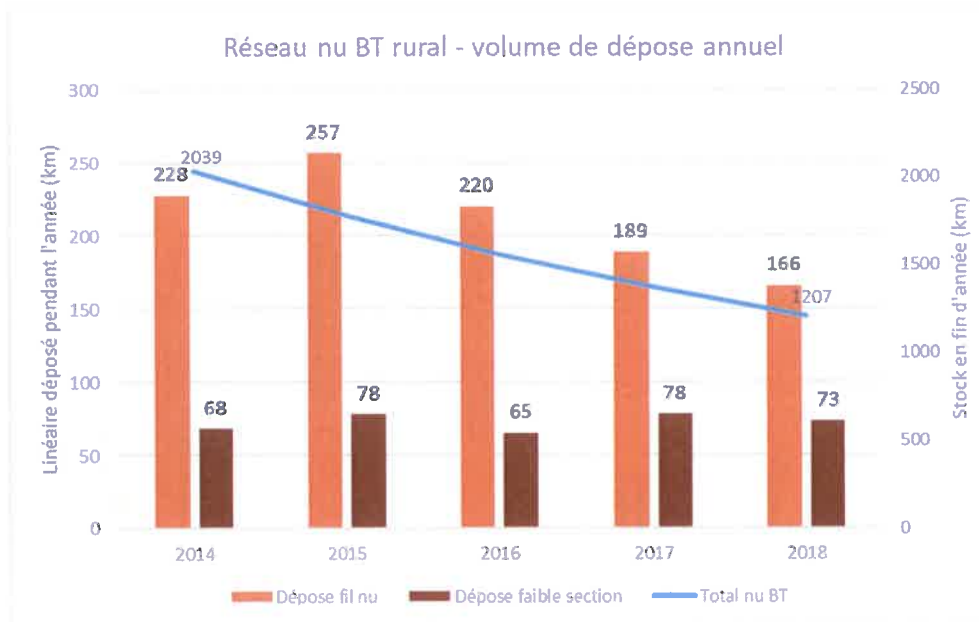
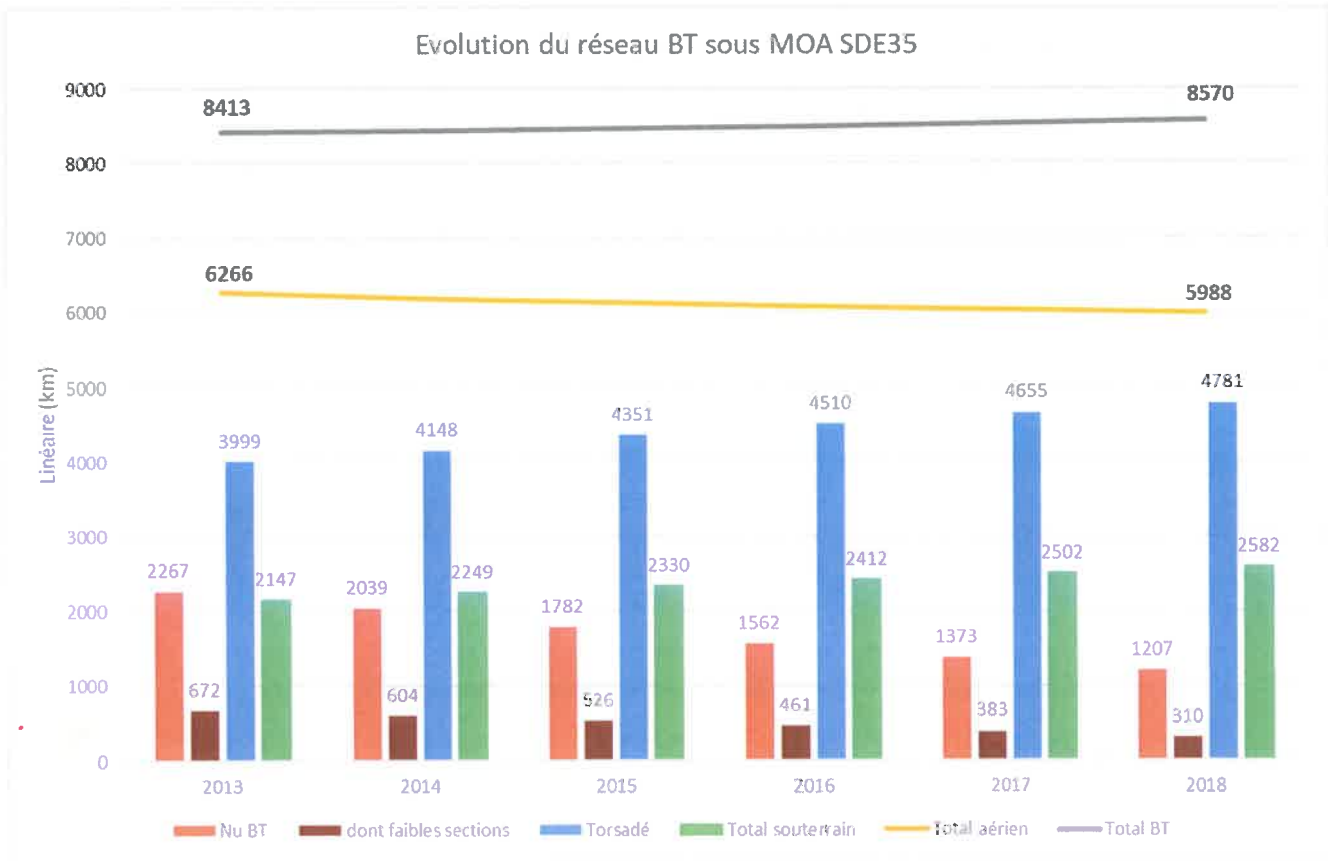


⁶ Base comptable à fin 2018 non encore consolidée à ce jour
Cahier des charges de concession SD 35 - Annexe 2B – Diagnostic partagé

JPL
Je

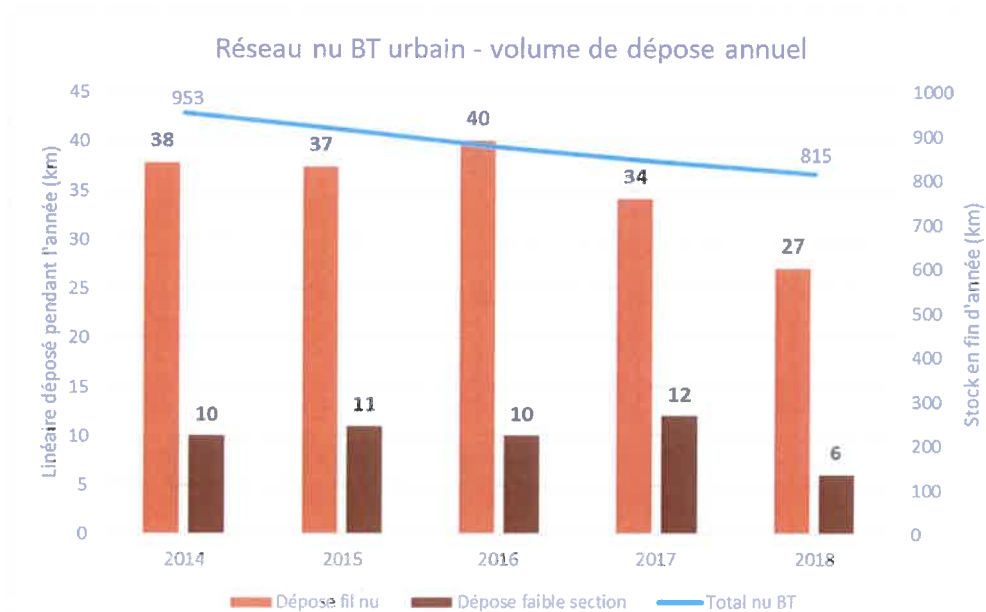
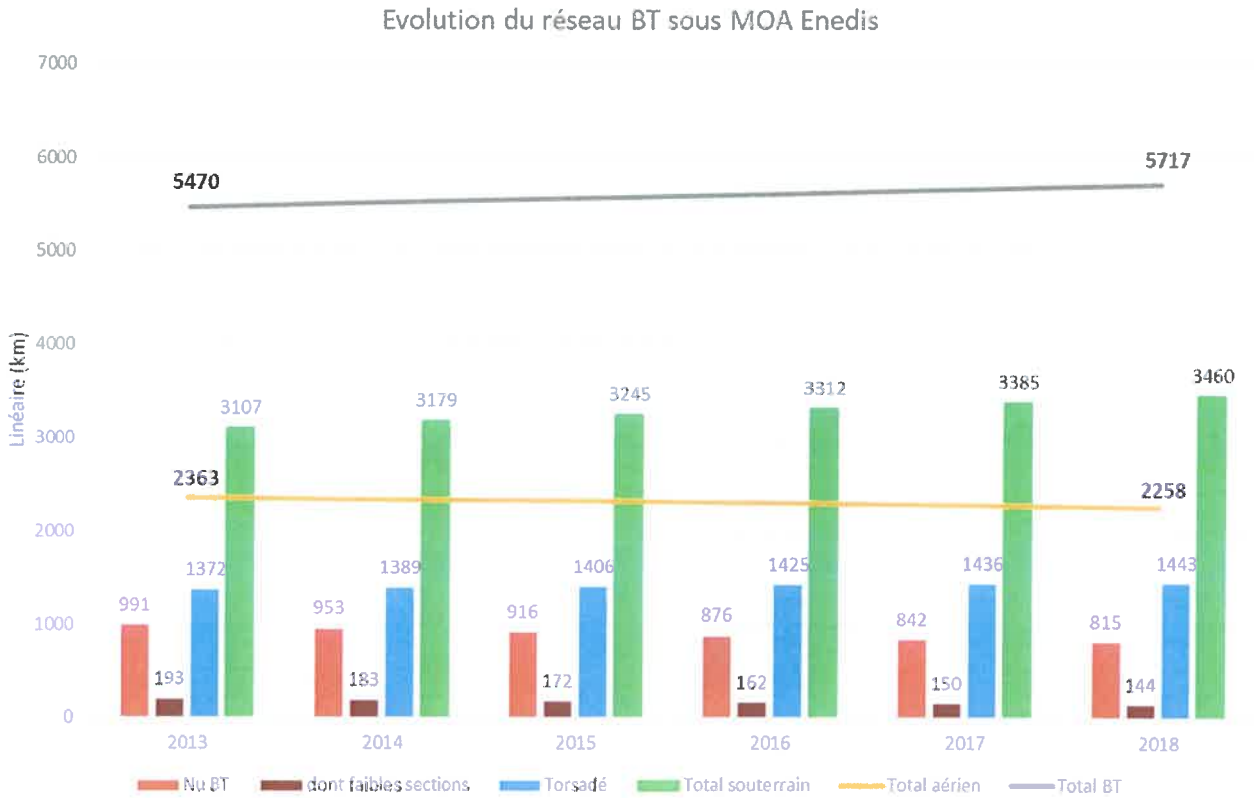


2.2.2 Evolution du réseau BT sous MOA concédant



- Un rythme de dépose annuel de fils nu BT qui décroît mais reste soutenu en zone rurale :
 - 1 060 km renouvelés par le SDE 35 entre 2013 et 2018, soit près de la moitié du stock rural vu fin 2013.
- Une croissance du linéaire global de réseaux BT modérée en zone rurale : +1,8% entre 2013 et 2018.

2.2.3 Evolution du réseau BT sous MOA Enedis



- Un rythme de dépose annuel de fils nus BT plus modéré en zone urbaine, en cohérence avec la typologie des réseaux sur ces territoires : une forte part de réseaux en centre urbain, et une majorité de fortes sections.
 - 177 km ont été renouvelés en zone urbaine entre 2013 et 2018, soit 18% du stock urbain vu de fin 2013.
- Une croissance du linéaire global de réseaux BT plus soutenue en zone urbaine : +4,3% entre 2013 et 2018, essentiellement portée par l'augmentation des linéaires souterrains.

2.2.4 Evolution du réseau souterrain BT d'ancienne génération

Du fait du manque de connaissance cartographique précise des réseaux souterrains BT d'ancienne génération, le linéaire réel de réseau souterrain en câble papier imprégné ou à neutre périphérique est mal connu.

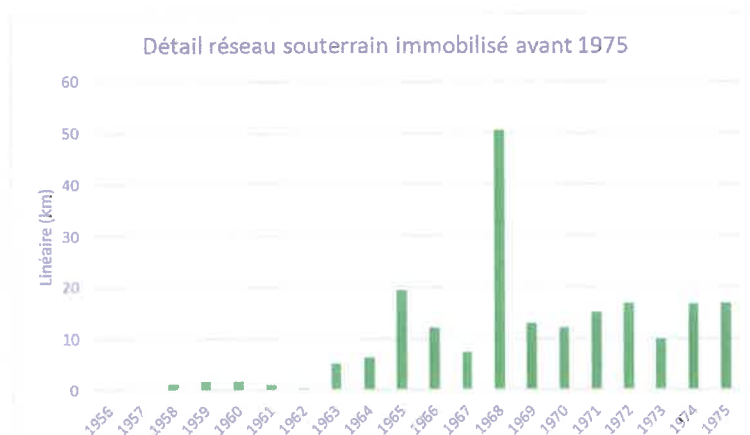
Une première méthode, considérée comme référence pour Enedis, est basée uniquement sur le contenu des bases cartographiques. Elle permet ainsi d'assimiler un volume de **59,6 km** de réseaux BT CPI ou NP, soit environ 1% du linéaire souterrain global, en retenant :

- Les câbles constitués de cuivre datés « 1946 »
- Les câbles datés entre 1947 et 1975 (année de bascule vers les technologies synthétiques)

	Longueur CPI BT (km)
2013	64,18
2014	63,89
2015	63,15
2016	62,83
2017	60,98
2018	59,62

Le linéaire par commune de ces tronçons souterrains supposés d'ancienne génération est reporté en annexe 6.5.

Une seconde méthode repose sur l'exploitation des données de la base comptable. Par ce biais, il ressort un linéaire de **210 km** de réseaux souterrains dont la date d'immobilisation est antérieure à 1975. La base comptable ne donne néanmoins **pas d'indication sur la technologie ni la localisation précise (au-delà de la maille communale) du câble immobilisé**, et ne constitue donc pas une source fiable pour déterminer le linéaire de réseaux BT souterrain de type CPI ou NP.



Afin de mettre en évidence plus finement les ouvrages souterrains « sensibles », et prioriser le besoin de renouvellement des réseaux souterrains BT, Enedis met en œuvre une méthode d'analyse reposant sur le croisement des caractéristiques connues du réseau et des données d'incidentologie observée.

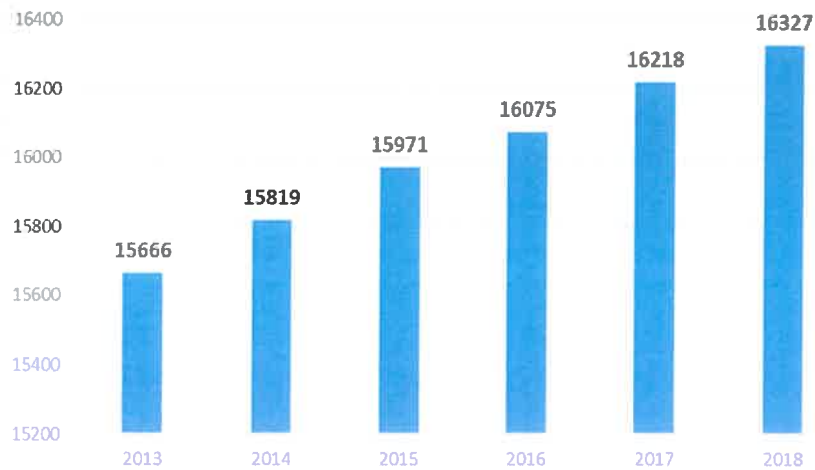
Cette méthode statistique, s'appuyant sur une approche dite « Big Data », vise à identifier plus généralement les dépôts comprenant des tronçons sensibles, constitués majoritairement de câbles de technologie ancienne. Ces câbles présentent en effet des taux d'incident bien supérieurs aux technologies synthétiques.

Ainsi, sur le territoire de la concession, on assimile un volume de **24,8 km** à des câbles de technologie ancienne par cette méthode, soit une part limitée à 0.4% du linéaire souterrain global.

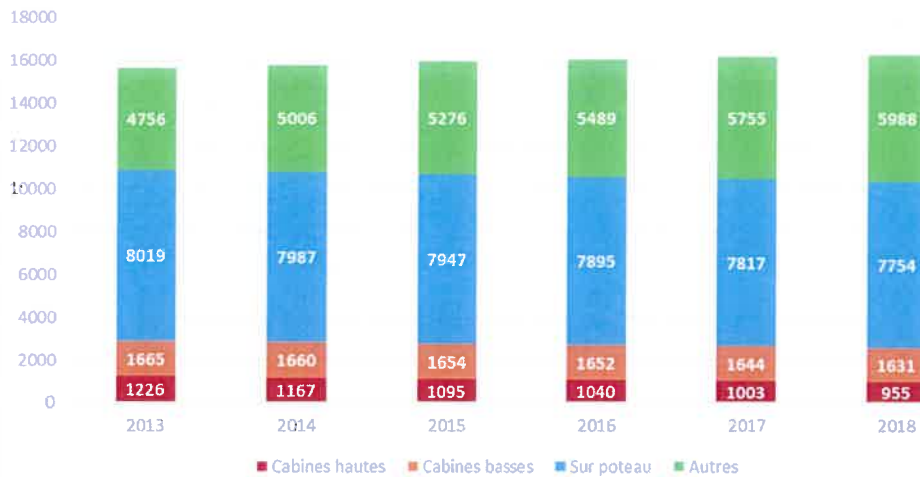
2.3 Postes HTA/BT

2.3.1 Postes HTA/BT par type

Nombre de postes HTA/BT

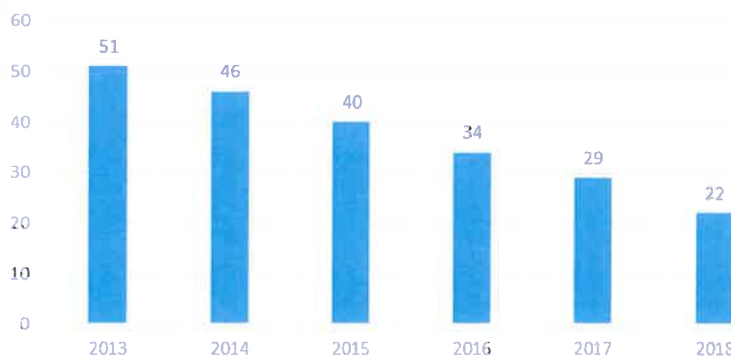


Typologie des postes HTA/BT



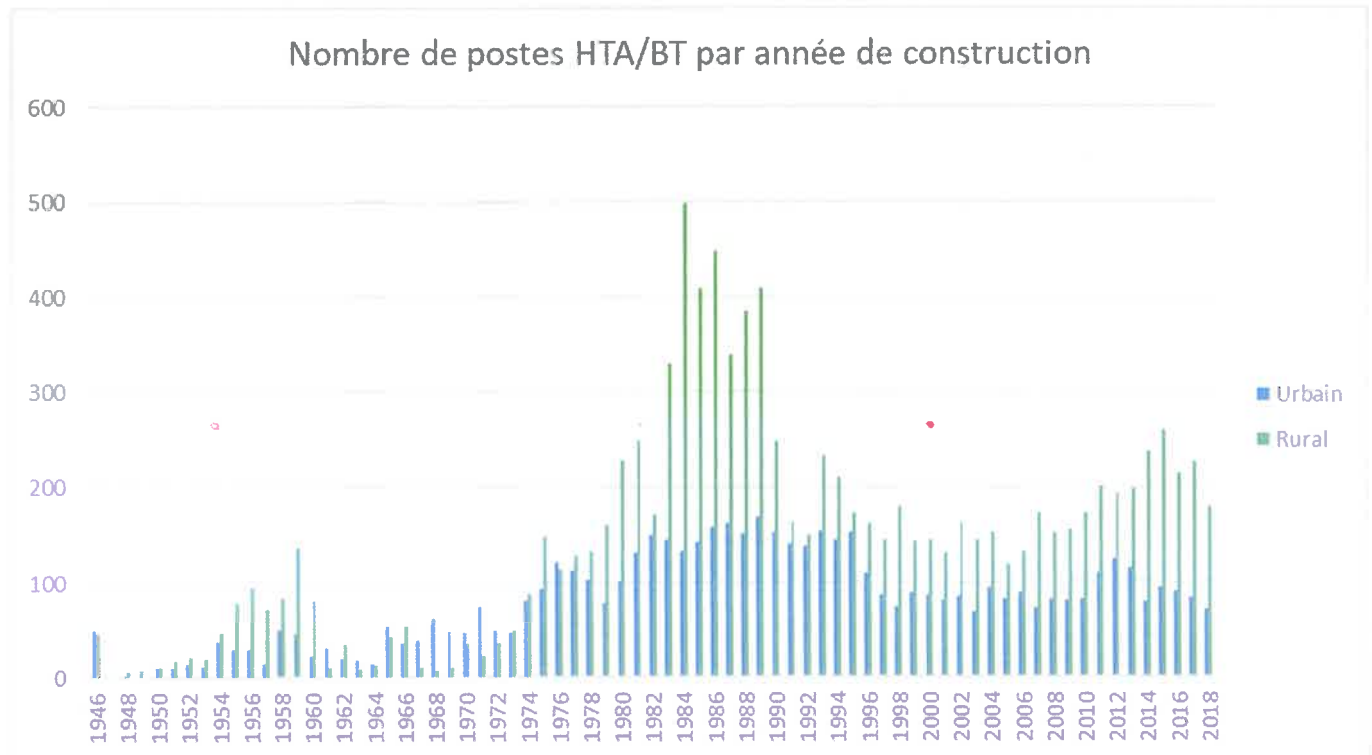
NB : autres = postes de technologie récente PSSA/B, PAC, PRCS

Postes HTA/BT de type H62



Le nombre de postes HTA/BT augmente régulièrement : +4,2% entre 2013 et 2018.
 Baisse de 22 % du nombre de postes « cabines hautes », portée en grande partie par la zone rurale.
 Baisse de 3% du nombre de postes sur poteau.
 Nette régression en particulier du nombre de poste sur poteau de technologie ancienne (H62) : stock résiduel de 22 postes de ce type fin 2018

L'âge moyen des postes HTA/BT est de 27 ans : 26 ans en zone rurale, 28 ans en zone urbaine (NB : hors postes datés fictivement « 1946 », au nombre de 97)



Nombre de postes HTA/BT par année de construction et régime FACE (données au 31/12/2018)

2.3.2 Transformateurs HTB/HTA

On dénombre, sur le territoire de la concession, 16 560 transformateurs HTB/HTA, avec des puissances assignées échelonnées jusqu'à 1000 kVA pour les plus importants. Le tableau détaillant la localisation, l'année de fabrication et la puissance de ces transformateurs est reportée en annexe 6.9.

Les transformateurs de puissance sont des ouvrages par nature fiables et d'une durée de vie importante. Afin de s'assurer de ce niveau de fiabilité, Enedis veille à une gestion optimale de son parc de transformateurs. Cette gestion est assurée par la planification des actions de maintenance suivant les écarts constatés lors des visites périodiques du réseau. En outre, afin d'accompagner le développement des consommations et productions raccordées en aval, la puissance des transformateurs est adaptée à la charge, en procédant si besoin à des mutations.

2.3.3 Etat d'avancement du projet PCB

Le projet « PCB » vise l'élimination des ouvrages pollués en Polychlorobiphényles, composé isolant utilisé dans la fabrication des transformateurs jusqu'à son interdiction en 1986.

Un programme de traitement des transformateurs pollués à plus de 50 ppm de PCB a été lancé au début des années 2000. Le stock initialement identifié était de 4186 transformateurs sur le territoire de la concession.

A date (stock à fin mai 2019), plus de 3800 transformateurs ont été traités par dépollution ou destruction depuis le début du programme. Le stock résiduel est de :

- 23 transformateurs situés en poste cabine.
- 291 transformateurs sur poteau (postes H61).

L'objectif d'Enedis sur le territoire de la concession est d'avoir traité, conformément à la réglementation :

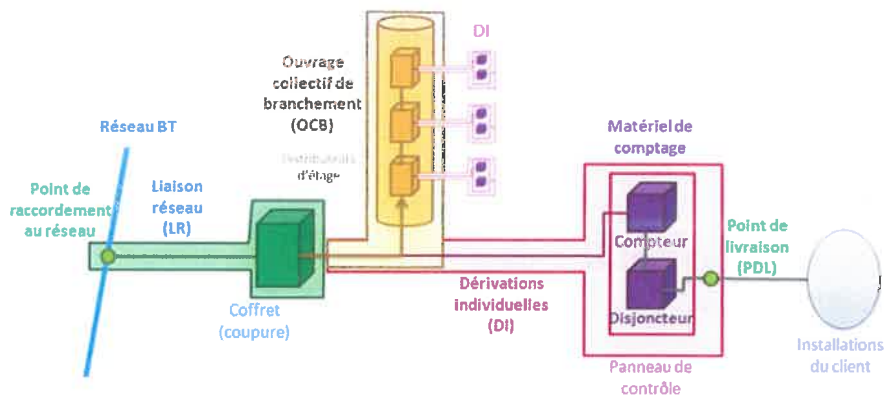
- Tous les transformateurs situés dans les postes cabine d'ici fin 2019.
- Tous les transformateurs situés sur poteau (H61) à l'horizon 2025.

2.4 Branchements et comptages

2.4.1 Inventaire des branchements et matériels de comptage : principes et calendrier

En application de l'article 153 de la Loi de Transition Energétique pour une Croissance Verte (LTE-CV), Enedis a lancé un inventaire des branchements en exploitation, selon le calendrier suivant :

- 2018-2019 : comptages C1-C4 (sup 36 kVA et HTA) et ouvrages collectifs
- 2021 : liaisons réseau
- 2022 : dérivations des branchements individuels
- 2022 : disjoncteurs



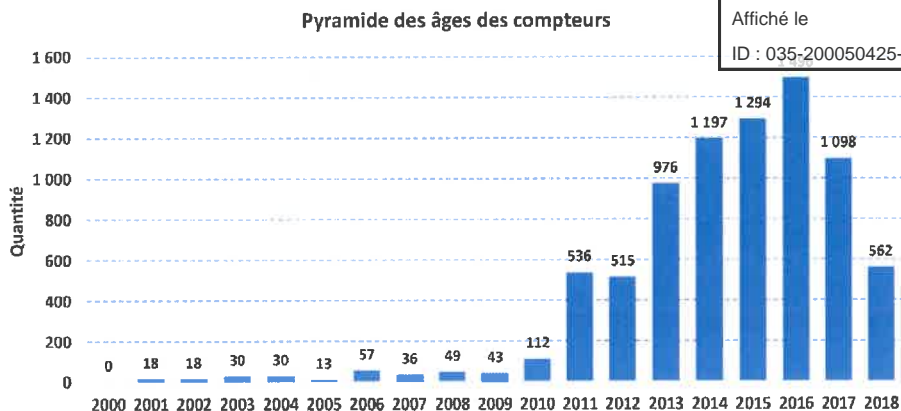
Les paragraphes suivants détailleront ainsi les premiers résultats de l'inventaire portant sur les comptages C1-C4 et les colonnes montantes (ouvrages collectifs)

2.4.2 Matériels de comptage C1-C4

A l'occasion de la fin des tarifs réglementés de vente (TRV), tous les matériels de comptage HTA C1 à C4 ont été renouvelés. Cette opération a ainsi permis, de manière indirecte, de fiabiliser la base technique associée et de mettre en place une individualisation de ces matériels dont la localisation :

- Les compteurs et dispositifs de communication ont été individualisés en comptabilité.
- Les autres matériels équipant le point de comptage (transformateurs de courant ou de tension notamment) font partie d'une dérivation individuelle dont les valeurs seront individualisées en 2022.

Sur le territoire de la concession, on dénombre ainsi 8 080 compteurs C1-C4 dont la pyramide des âges est la suivante.



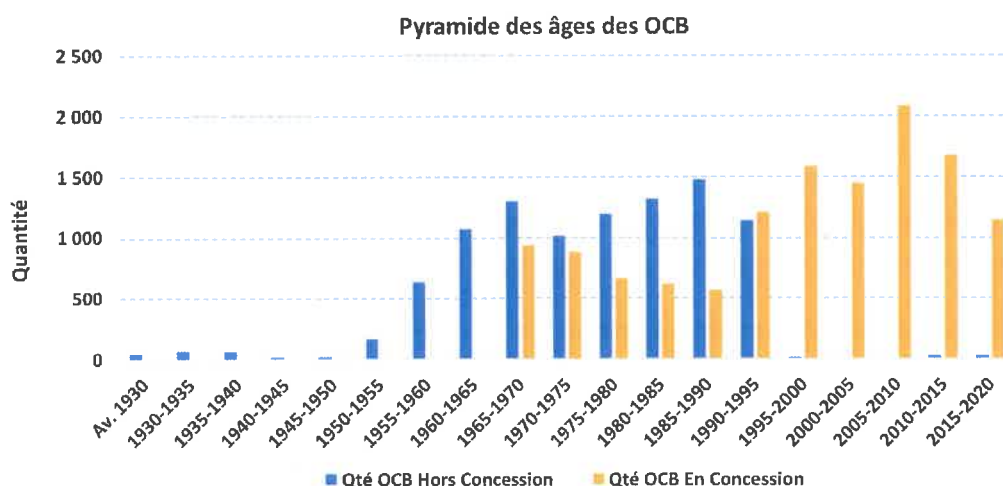
2.4.3 Colonnes montantes (ouvrages collectifs de branchement)

L'inventaire des colonnes montantes en exploitation est obtenu par le rapprochement de la liste des points de livraison situés à une adresse avec la description cadastrale des bâtiments à cette adresse.

Grâce à ces travaux, Enedis peut disposer, dans la base de données technique, pour chaque colonne en et hors concession, de :

- Un identifiant
- Une adresse
- Un nombre d'étages
- Un type (simple, multiple, en local technique...)
- Un nombre de PDL desservis
- Une date de construction

Cette méthode a permis de dénombrer 22 468 colonnes sur le territoire du SDE35, dont 12 841 en concession et 9 627 hors concession. La pyramide des âges de ces ouvrages est la suivante.



En complément, Enedis a mené à l'échelle nationale une démarche d'analyses et de tests des matériels constitutifs des ouvrages collectifs de branchement. Cette analyse et ses résultats sont présentés en annexe (§6.10).

2.4.4 Etat d'avancement du déploiement du compteur Linky

A fin mai 2019, le taux de déploiement du compteur Linky sur le territoire du SDE35 est de 66 %, soit 410 000 compteurs posés.⁷

3 Performance du réseau

3.1 Décret qualité – continuité d'alimentation

<i>Synthèse : Clients en dépassement</i>	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nb de clients BT et HTA en dépassement	9 065	3 324	3 398	7 839	5 369	3 710
	1,6%	0,6%	0,6%	1,3%	0,9%	0,6%
Nombre de communes concernées	103	64	56	100	80	81
	29,2%	18,1%	15,9%	28,3%	22,7%	22,9%

<i>Coupures brèves</i>	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nb de clients BT et HTA au dessus des seuils CB	0	0	0	894	0	1
	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,0%	0,0%
Nombre de communes concernées	0	0	0	7	0	1
	0,0%	0,0%	0,0%	2,0%	0,0%	0,0%

<i>Coupures Longues</i>	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nb de clients BT et HTA au dessus des seuils CL	4 023	485	27	930	280	505
	0,7%	0,1%	0,0%	0,2%	0,0%	0,1%
Nombre de communes concernées	25	9	1	13	6	13
	7,1%	2,5%	0,3%	3,7%	1,7%	3,7%

<i>Durée de coupures longues</i>	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nb de clients BT et HTA au-dessus des seuils en durée cumulée	5 752	2 860	3 371	6 977	5 227	3 381
	1,0%	0,5%	0,6%	1,2%	0,9%	0,6%
Nombre de communes concernées	95	60	56	95	78	77
	26,9%	17,0%	15,9%	26,9%	22,1%	21,8%

Aucun dépassement du taux de clients mal alimentés en Ille-et-Vilaine au sens de la continuité d'alimentation depuis la mise en application du décret.

Un taux de CMA « continuité » durablement bas sur la période 2013-2018, qui s'établit bien en-deçà du seuil défini par le décret qualité (NB : 5%).

⁷ A fin 2020 le taux de déploiement du compteur Linky sur le territoire du SDE35 est de 89,6 %, soit 556 457 compteurs posés.⁷

Qualité à la maille communale : Nombre de Clients au-dessus des seuils de non

2013



2014



2017



2015



2016



Nombre de clients
au dessus des seuils CL



Rappel de la définition du
seuil

Nb de CL 6

Qualité à la maille communale : Nombre de Clients au-dessus des seuils en durée cumulée

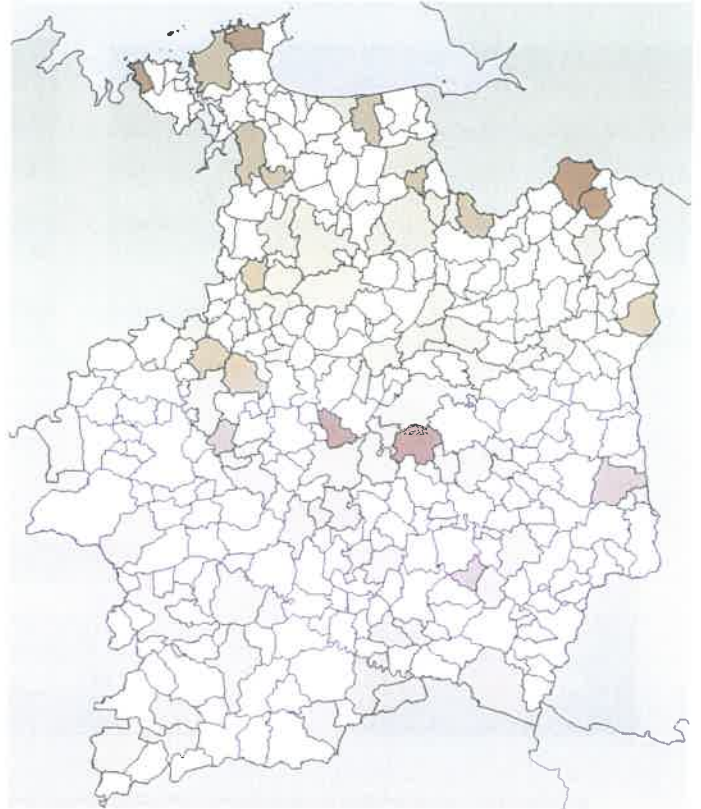
2013



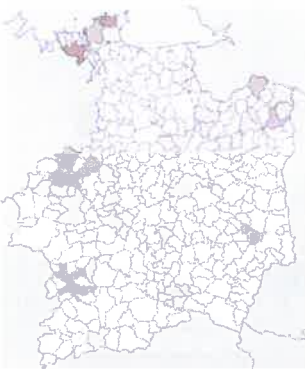
2014



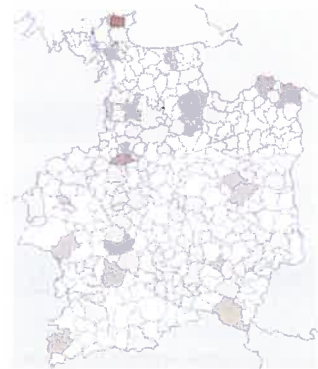
2017



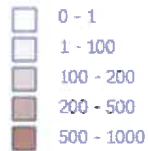
2015



2016



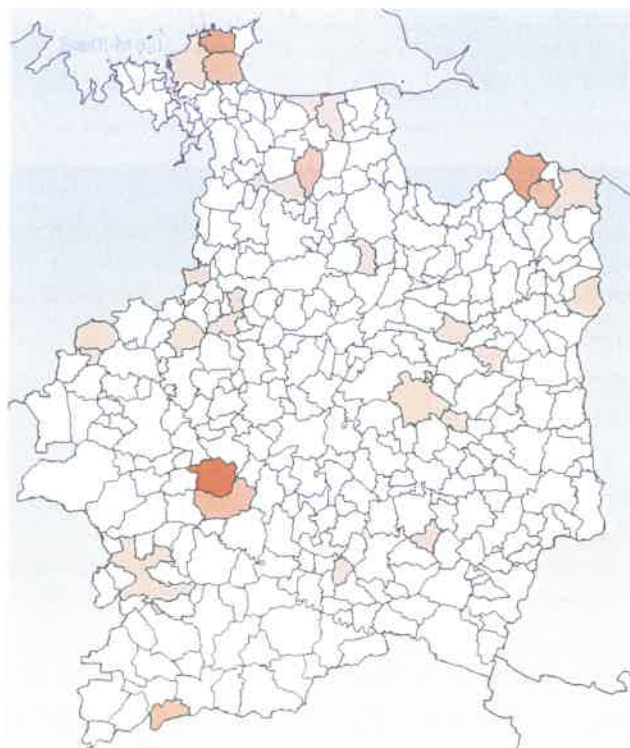
Nombre de clients
au dessus des seuils de durée
cumulée



Rappel de la définition du
seuil

Durée
cumulée 13h

Qualité à la maille communale : moyenne 2013-2017 du nb de client en dépassement (nombre ou durée de CL)



3.1.1 Fréquence de coupure

La fréquence de Coupures Longues incidents HTA permet d'appréhender le nombre moyen de coupures longues (>3 min) sur incident HTA par client.

Année d'observation	Fréquence de Coupures longues TCC	National TCC
2013	0,91	1,02
2014	0,66	0,87
2015	0,84	0,91
2016	0,80	0,85
2017	0,91	0,93
2018	0,79	0,92

Année d'observation	Fréquence de Coupures longues INC HIX	National Hix
2013	0,71	0,80
2014	0,47	0,68
2015	0,46	0,69
2016	0,55	0,63
2017	0,58	0,68
2018	0,63	0,69

3.2 Décret qualité – tenue de tension

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nb de clients BT et HTA en dépassement	2353	1960	1414	1967	1747	3868
	0,4%	0,3%	0,2%	0,3%	0,3%	0,6%
Nb de communes concernées	227	191	171	181	178	266
	64%	54%	48%	51%	50%	75%

	2013		2014		2015		2016		2017		2018	
	Nb CMA	%	Nb CMA	%	Nb CMA	%	Nb CMA	%	Nb CMA	%	Nb CMA	%
Rural	1999	1,1%	1667	0,9%	1094	0,6%	1608	0,8%	1304	0,7%	2975	1,4%
Urbain	354	0,1%	293	0,1%	320	0,1%	359	0,1%	443	0,1%	893	0,2%

	2013		2014		2015		2016		2017		2018	
	Nb DMA	%	Nb DMA	%	Nb DMA	%	Nb DMA	%	Nb DMA	%	Nb DMA	%
Rural	455	2,3%	360	1,8%	270	1,3%	317	1,5%	269	1,3%	602	2,9%
Urbain	74	0,4%	51	0,3%	42	0,2%	54	0,3%	60	0,3%	151	0,7%
Total	529	1,3%	411	1%	312	0,8%	371	0,9%	329	0,8%	753	1,8%

Aucun dépassement du taux de clients mal alimentés en Ille-et-Vilaine au sens de la tenue de tension depuis la mise en application du décret.

Un nombre de clients mal alimentés en tenue de tension durablement bas sur la période 2013-2018, bien en-deçà du seuil défini par le décret qualité (NB : 3%).

Le taux de CMA est globalement en baisse sur la période 2013-2017, diminution provenant essentiellement des zones rurales. Le nombre de CMA sur les zones urbaines s'est maintenu à un niveau très bas et stable sur la période.

Ce taux est en augmentation en 2018, en raison du changement de méthode de calcul mis en place pour ce dernier exercice (NB : nouvelle méthode détaillée en annexe 6.6)

3.2.1 Départs en contrainte de tension

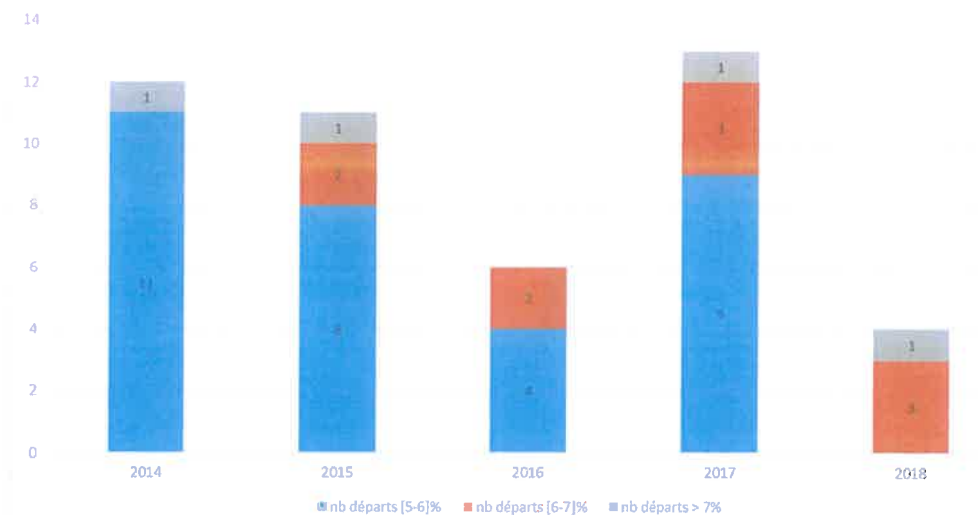
Un départ HTA est considéré en contrainte de tension lorsque la chute de tension calculée dans des conditions de puissance et de température maximales, dépasse 5 %.

A fin 2018, on dénombre 4 départs dont la chute de tension calculée excède ce seuil, ce qui représente 0,8% des départs de la concession.

Nom du départ HTA	Nom du poste source	Chute de tension max (%)
BREAL	BRUZ	-6,49
ST ONEN	GAEL	-6,82
ST SAUVEUR	ST BRICE	-7,3
POLIGNE	MORIHAN	-6,15

Grâce aux investissements réalisés par Enedis, leur nombre est en baisse : on en dénombrait 13 en 2017 (dont 4 avec chute de tension calculée supérieure à 5,5%), 6 en 2016, 11 en 2015, et 12 en 2014.

Evolution des départs en chute de tension >5% U nominale



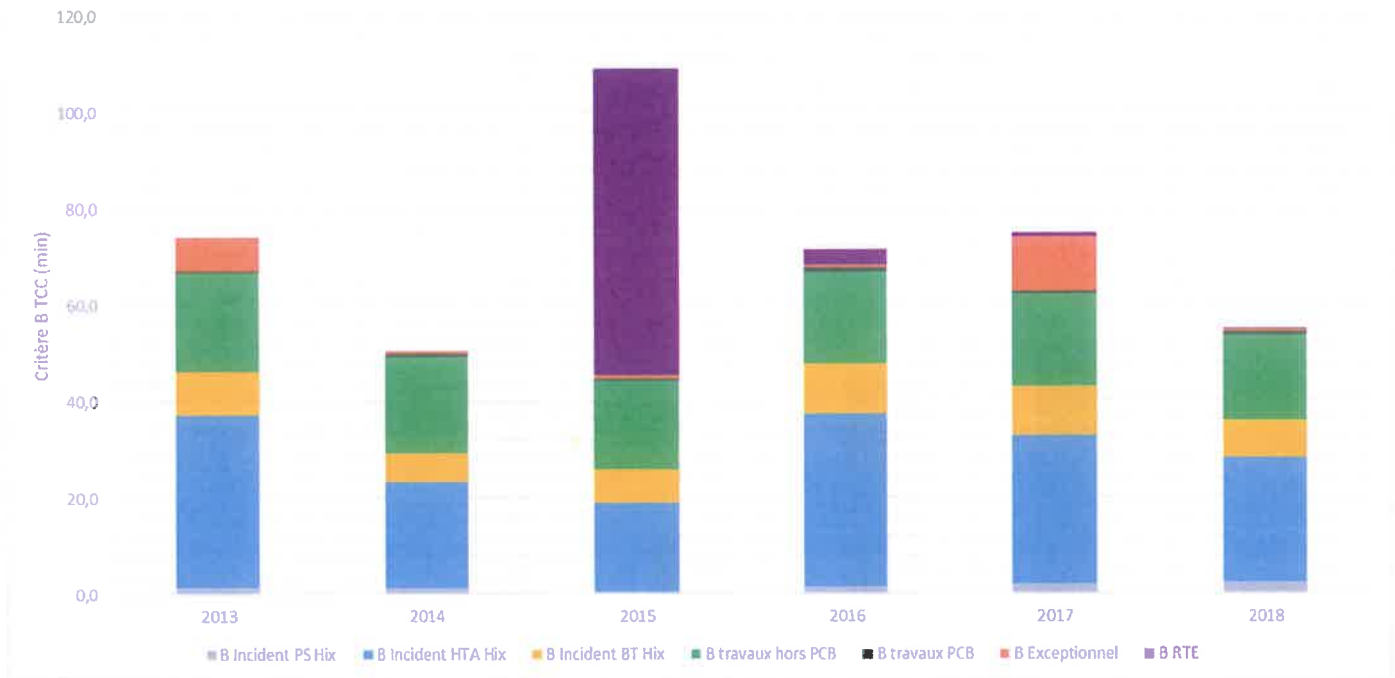
Concernant les départs identifiés à fin 2018, des travaux ou aménagements de réseau sont prévus pour remédier aux chutes de tension constatées sur ces quatre départs :

- Départ « Bréal » : Augmentation de section de deux câbles souterrains pour limiter la chute de tension, pour une mise en service prévue mi-2019
- Départ « St Onen » : dédoublement du départ pour une mise en service prévue fin 2019
- Départ « St Sauveur » : contrainte de tension levée en lien avec la mise en service du poste source de Romagné prévue en 2019 (création de nouveaux départs)
- Départ « Poligné » : restructuration du départ avec traitement de tronçons PAC par enfouissement, ce qui contribue également à limiter la chute de tension

3.3 Evolution du critère B

Année d'observation	B Incidents PS Hix	B Incidents HTA Hix	B Incidents BT Hix	B travaux hors PCB	B travaux PCB	B Hix hors RTE SDE 35	B Hix hors RTE national	B Exceptionnel	B RTE	BTCC SDE 35
2013	1,4	35,8	8,9	20,5	0,5	67	82	7,0	0	74
2014	1,2	22,1	5,9	20,0	0,8	50	64	0,5	0	50
2015	0,5	18,4	6,9	18,4	0,5	45	61	0,7	63,6	109
2016	1,3	36,1	10,1	19,1	0,9	68	64	0,6	3,3	72
2017	1,9	31,0	10,0	19,2	0,6	63	65	11,3	1,0	75
2018	2,2	26,0	7,6	17,8	0,7	54	64	0,6	0,2	55

Evolution du critère B - 2013-2018



Un critère B hors exceptionnel et hors RTE moyen de **58 min** sur la période 2013-2018, qui témoigne d'un bon niveau de qualité sur la concession. Cette moyenne s'établit sensiblement plus bas que la moyenne nationale du qui est de 67 min sur la même période (meilleure performance chaque année sauf en 2016).

En complément, Les tableaux ci-après rendent compte de la part de critère B incident qui relève de causes « climatiques » non classées en régime exceptionnel.

	Critère B inc HTA climatique Hix	Part du critère B inc HTA Hix global	Critère B inc BT climatique Hix	Part du critère B inc BT Hix global
2013	20,5	57%	4,2	48%
2014	8,1	37%	0,8	14%
2015	3,5	19%	0,7	11%
2016	21,1	58%	1,8	18%
2017	11,0	35%	1,1	11%
2018	7,3	28%	0,8	10%

Les conséquences d'évènements climatiques intenses, et leurs effets collatéraux, qui ne sont pas forcément classés en régime exceptionnel, expliquent pour partie la variabilité de la part de critère B incident HTA Hix annuelle, comme on peut le constater en 2013, 2016 et 2017. Cette part est néanmoins à mettre en perspective vis-à-vis de la part de réseau HTA aérien sur le linéaire global (63.7%) et de la bonne qualité de desserte connue sur la concession (cf. taux de fiabilité des ouvrages et critère B global).

Vision détaillée du critère B par zone émeraude⁸ - période 2013-2018**Zone émeraude 1 : (nb clients 2018 = 279 000 – 46% concession)**

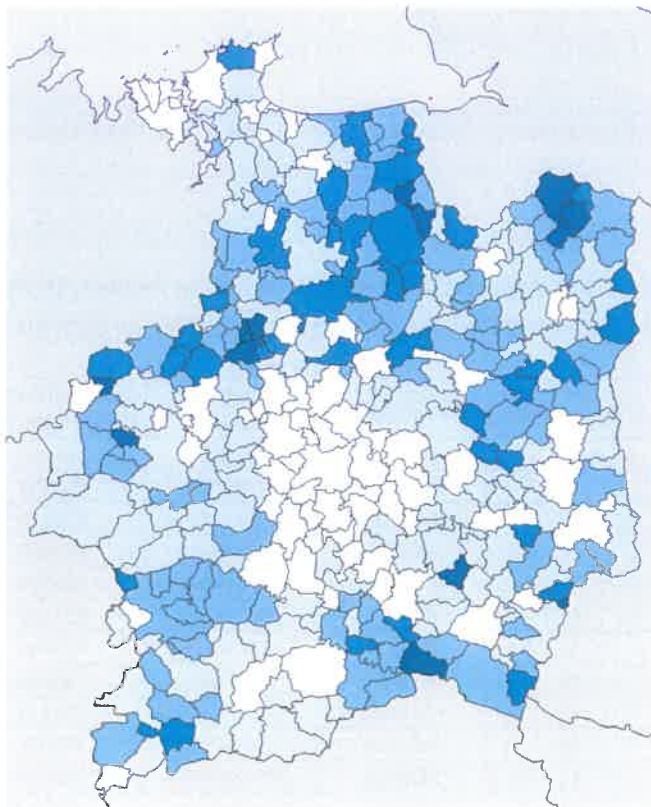
Zone émeraude 1	B incidents PS Hix	B incident HTA Hix	B incident BT Hix	B travaux	B Hix hors RTE	B exceptionnel	B RTE
2013	0,1	68,0	10,9	38,7	117,8	14,8	0,0
2014	1,1	39,1	7,4	38,0	85,6	0,8	0,0
2015	0,8	31,5	7,9	34,3	74,6	0,7	41,0
2016	2,1	68,2	11,1	35,9	117,3	0,5	1,7
2017	3,8	54,2	10,3	32,7	101,0	23,2	0,4
2018	2,1	45,9	8,3	32,2	88,6	0,9	0,4
Moyenne 2014-2018	1,7	51,2	9,3	35,3	97,5	6,8	7,3

Zones émeraude 2 à 4 : (nb clients 2018 = 329 000 – 54% concession)

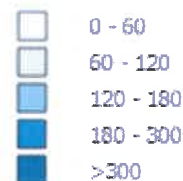
Zone émeraude 2 à 4	B incidents PS Hix	B incident HTA Hix	B incident BT Hix	B travaux	B Hix hors RTE	B exceptionnel	B RTE
2013	2,4	8,2	7,2	5,9	23,7	0,3	0,0
2014	1,3	7,6	4,7	5,8	19,3	0,3	0,0
2015	0,2	7,4	6,0	5,6	19,1	0,8	82,9
2016	0,7	8,6	9,3	6,4	25,1	0,6	4,7
2017	0,2	11,9	9,8	8,2	30,0	1,2	1,5
2018	2,6	12,0	7,8	8,6	31,0	0,4	0,0
Moyenne 2014-2018	1,2	9,3	7,5	6,8	24,7	0,6	14,8

Analyse par commune :

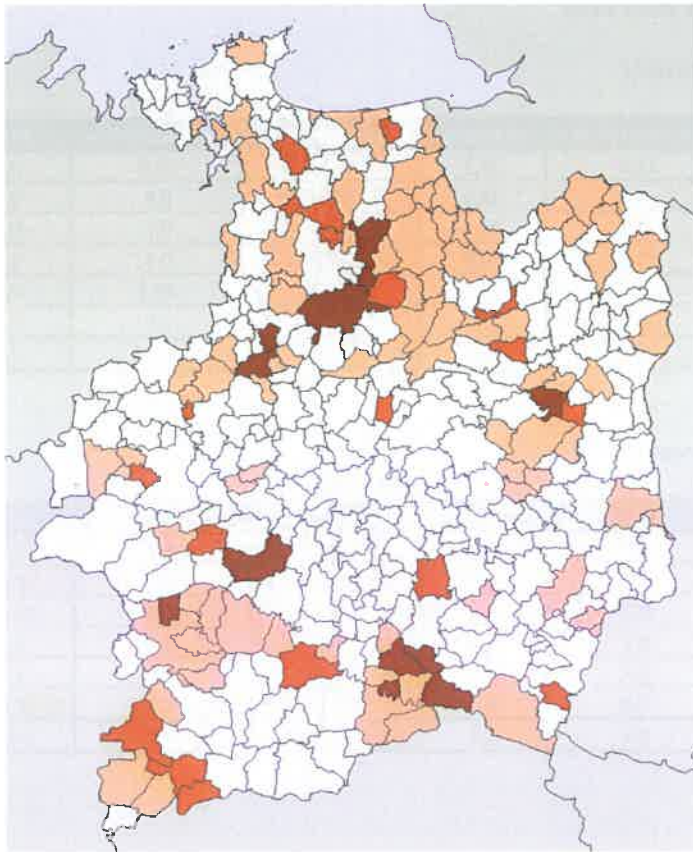
- Critère B Hix hors RTE moyen sur la période 2013-2018 :



Critère Hix hors RTE (min)

⁸ Voir définition « Zone émeraude » en annexe 1 et classification des communes au §1.1

- Communes avec double dépassement de seuils de critère B incident sur les 4 de



- Communes dont le critère B incident HTA Hix moyen 2015-2018 est supérieur à 60 min et qui ont dépassé cette valeur plus de 2 fois sur la période
- Communes dont le critère B incident BT Hix moyen 2015-2018 est supérieur à 20 min et qui ont dépassé cette valeur plus de 2 fois sur la période
- Communes dont le critère B incident BT Hix moyen est supérieur à 20min ET le critère B incident HTA Hix moyen est supérieur à 60 min et qui ont dépassé ces valeurs plus de 2 fois dans la période

Des zones de relativement moindre qualité identifiées notamment au Nord-est et au Sud-Ouest du département :

- Ces zones font l'objet d'investissements de la part d'Enedis, avec des chantiers réalisés ou inscrits au programme travaux.

Analyse des NiTi incident par départ

Sur les 523 départs alimentant la concession, 426 départs ont connu au moins un incident (hors régime exceptionnel, hors RTE) durant la période 2013-2018. Les 30 départs les plus impactés sur la période sont les suivants.

Libellé départ	Nom poste source	Cumul NiTi 2013-2018 (min)	Nb incidents	Libellé départ	Nom poste source	Cumul NiTi 2013-2018 (min)	Nb incidents
CLERMO	ST-SERVAN	2414168	10	POTINA	PORTE	860290	11
CARDRO	TINTENIAC	1536299	17	MARCIL	COMBOURG	854555	10
MALAUN	GUER	1224521	20	THOURI	PAS (LE)	839816	16
SSGEOR	SAINT-BRICE	1221770	14	QUEDIL	ROPHEMEL	829935	13
BRETEI	MONTFORT	1218499	7	CINTRE	MONTFORT	825824	5
PLEUGU	COMBOURG	1126518	11	GUE DE	SERVON	821102	6
SSPERE	ST-SERVAN	1106315	8	BOISTR	DOUAIRES	789394	10
GOVEN	BRUZ	983845	14	SSGANT	MESSAC	756236	14
COMBOU	BUTTE	976975	17	LOUVGN	LAIRON	754412	11
BREAL	BRUZ	922553	15	PLFOUG	BOUCEY	735915	8
LACHAP	FOUGERES	915250	12	SSBENO	ST-SERVAN	718579	6
SOGAL	BOUCEY	910693	11	BAZOUG	COMBOURG	718442	13
CHERRU	DOL	896548	9	HEDE	TINTENIAC	711993	6
BAGPIC	DOL	879210	6	TALENS	MONTFORT	707170	7
CORMIE	GOSNE	873472	18	GEVEZE	CRUEL (LE)	697543	12

NB : l'analyse des NiTi donne un éclairage sur les départs qui ont généré le plus d'impact clientèle sur incident, mais ne préjuge pas de l'état structurel des départs mis en évidence par celle-ci.

Cette analyse peut être ramenée à la maille du poste source. Les 10 postes sources ayant le plus de NiTi sur la période sont les suivants :

Poste source	Cumul NiTi 2013-2018 (min)	Nb incidents
MONTFORT	5539446	67
ST-SERVAN	5493163	45
COMBOURG	5459064	90
ST-BRICE	4515420	80
MESSAC	4274782	91
TINTENIAC	4133811	54
GOSNE	4112913	74
DOL	4029788	59
FOUGERES	4009098	84
BRUZ	3657128	67

On retrouve ainsi les zones identifiées dans l'analyse communale du critère B, à savoir la zone septentrionale du département (départs en aval des postes de Monfort, St-Servan, Combourg, St-Brice, Tinténiac, Dol, Fougères) et Sud-Ouest (départs situés entre les postes de Messac et Bruz notamment).

3.4 Fiabilité des ouvrages HTA

3.4.1 Taux de fiabilité constaté hors évènements exceptionnels (max)

Nombre d'incidents Hix par typologie de réseau

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
HTA aérien	171	156	97	164	156	145
HTA sout	59	37	46	42	44	64
Postes HTA/BT	47	40	28	38	42	50
HTA sans dégâts	80	75	59	63	68	76
HTA autres	6	11	20	13	14	30
Total	363	319	250	320	324	365

Un tableau de croisement détaillé des incidents par siège et cause est consultable en annexe 6.7.

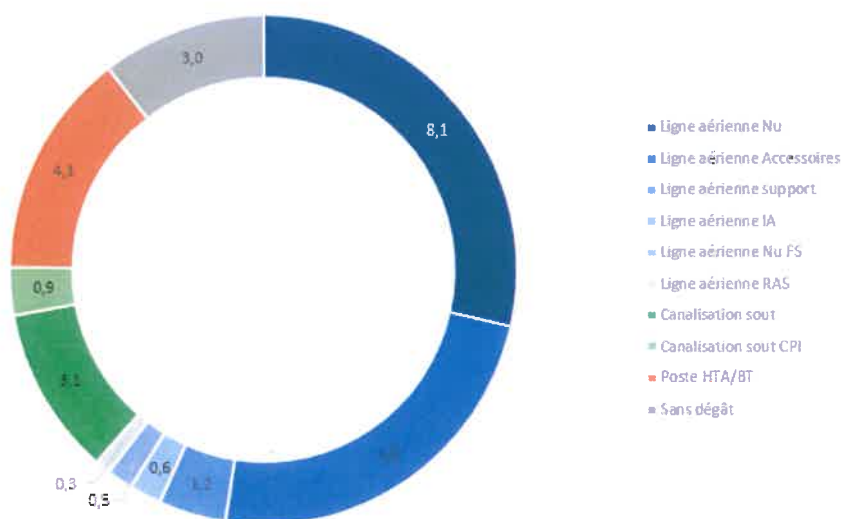
Taux de fiabilité Hix par typologie de réseau HTA (par an/100km)

Année	Taux Incidents HTA HIX / 100 km		Taux Inc. HTA HIX siège souterrain		Taux Inc. HTA HIX siège aérien	
	Concession	National	Concession	National	Concession	National
2013	2,0	4,5	1,6	2,6	2,2	3,6
2014	1,7	3,9	1,0	2,1	2,0	3,1
2015	1,2	3,6	1,2	2,5	1,3	2,8
2016	1,7	3,5	1,0	2,0	2,1	3,0
2017	1,7	4,0	1,0	2,0	2,0	3,6
2018	1,7	4,0	1,5	2,2	1,9	3,4

Le réseau HTA de la concession est nettement plus fiable que la moyenne nationale constatée, en aérien comme en souterrain

Impact sur le critère B (moyenne sur 2013-2018)

Moyenne critère B inc HTA Hix 2013-2018

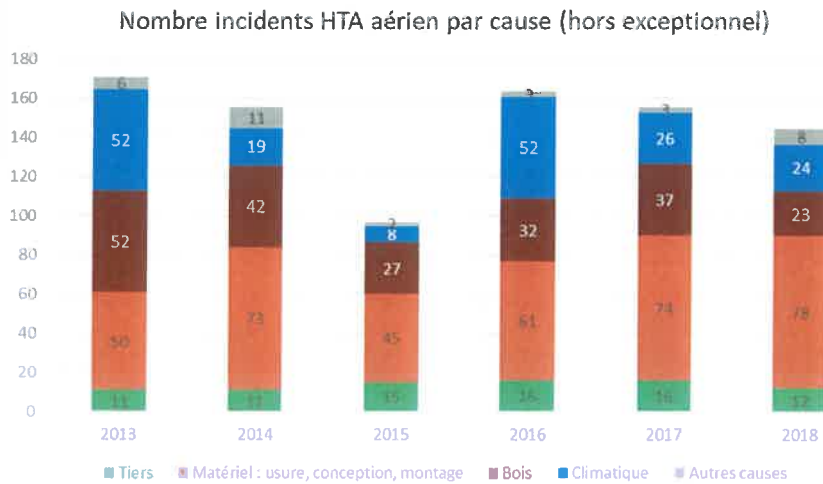


Le réseau aérien contribue à hauteur de 80 % du temps de coupure hors incidents postes HTA/BT (65% du linéaire global)
 - Enedis continuera de mener une action forte sur ces réseaux aériens afin maintenir un taux de fiabilité durablement élevé.

JPC IC OD

3.4.2 Analyse de l'incidentologie du réseau HTA aérien

Incidents siège aérien – détail par cause hors exceptionnel

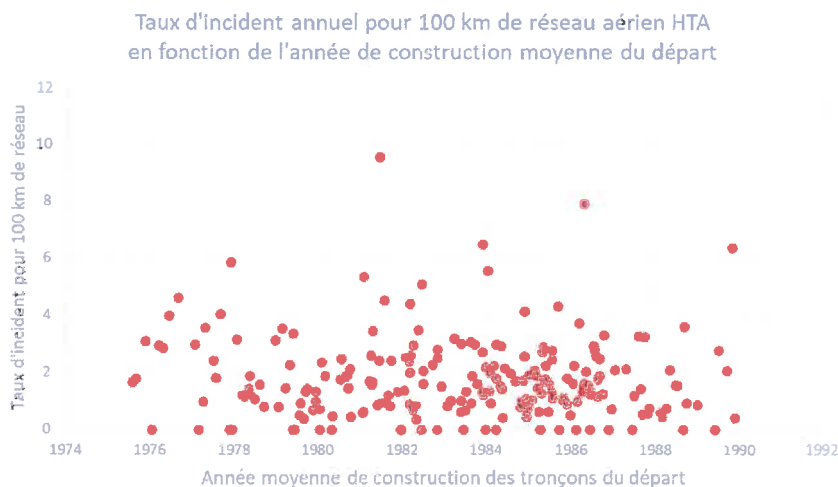


Les efforts menés sur l'élagage depuis 2014 ont généré une baisse sensible du nombre d'incidents dus à la végétation
 → Nombre d'incidents divisé par deux sur cette cause

Analyse des incidents sur le réseau aérien HTA en fonction de l'année de construction

Afin de visualiser l'effet éventuel de l'année de construction des réseaux aériens sur la fiabilité mesurée, il est procédé à une analyse macroscopique dont la méthode est la suivante :

- Analyse ciblée des incidents aériens HTA (hors régime exceptionnel, hors cause « tiers » relevés entre 2013-2018 sur les départs comportant plus de 10 km de tronçons aériens.
- L'année de construction est déterminée en effectuant une moyenne pondérée de l'année de construction des tronçons aériens composant le départ.
- Afin de comparer les niveaux de fiabilité, celle-ci est mesurée sous la forme de taux d'incident pour 100 km de réseau.

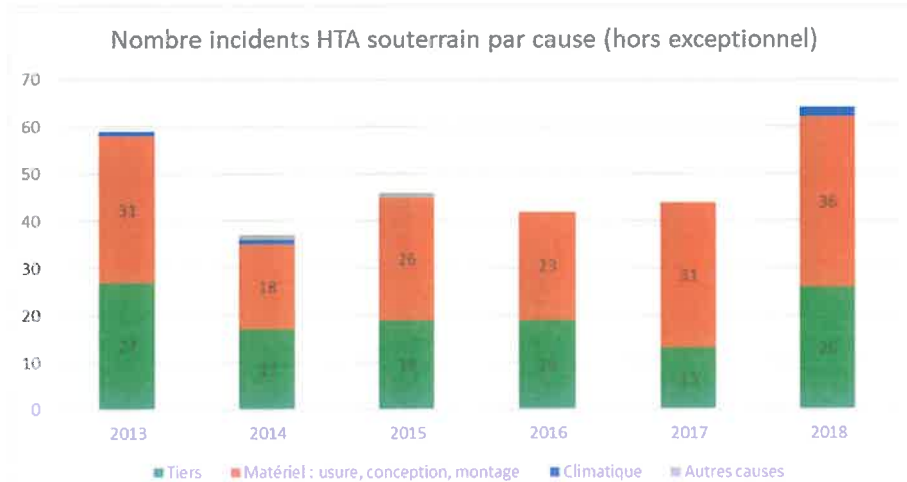


Il ressort de cette analyse qu'il n'apparaît pas de corrélation entre année de construction moyenne des tronçons aériens HTA et taux d'incident mesuré.

Le critère d'âge des réseaux, au sens de l'année de construction, n'est donc pas le facteur prédominant dans le niveau de fiabilité d'un ouvrage aérien HTA. Cette fiabilité dépend en effet principalement de l'environnement de l'ouvrage, et de son état général, notamment des accessoires (support, isolateurs, armements, attaches), et est par conséquent en lien direct avec la politique et les actes de maintenance qui sont pratiqués.

3.4.3 Analyse de l'incidentologie du réseau HTA souterrain

Incidents siège souterrain – détail par cause hors exceptionnel :



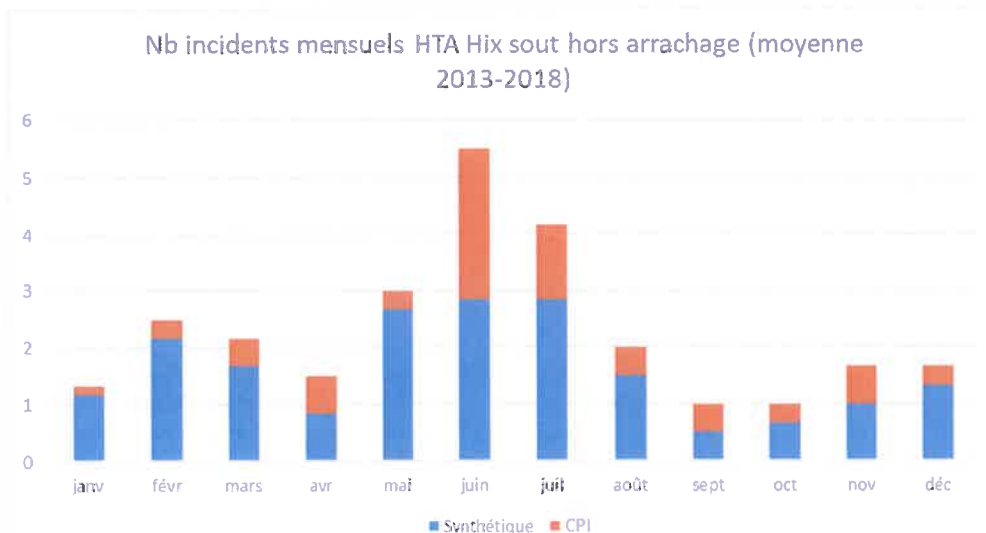
Une recrudescence des incidents « tiers » en 2018, qui étaient en recul entre 2013 et 2017

- Enedis mène une action forte de précision de la localisation des réseaux souterrains pour juguler le nombre d'incidents « tiers »

Incidents siège souterrain selon technologie de câble (synthétique ou CPI) :

Incidents sous toutes causes	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Moyenne 2013-2018
Synthétique TCC	49	33	28	34	35	53	38,7
CPI TCC	10	4	18	8	9	11	10,0

Incidents sous hors cause tiers	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Moyenne 2013-2018
Synthétique hors cause "tiers"	22	14	14	15	23	27	19,2
CPI hors cause "tiers"	9	4	12	8	8	9	8,3

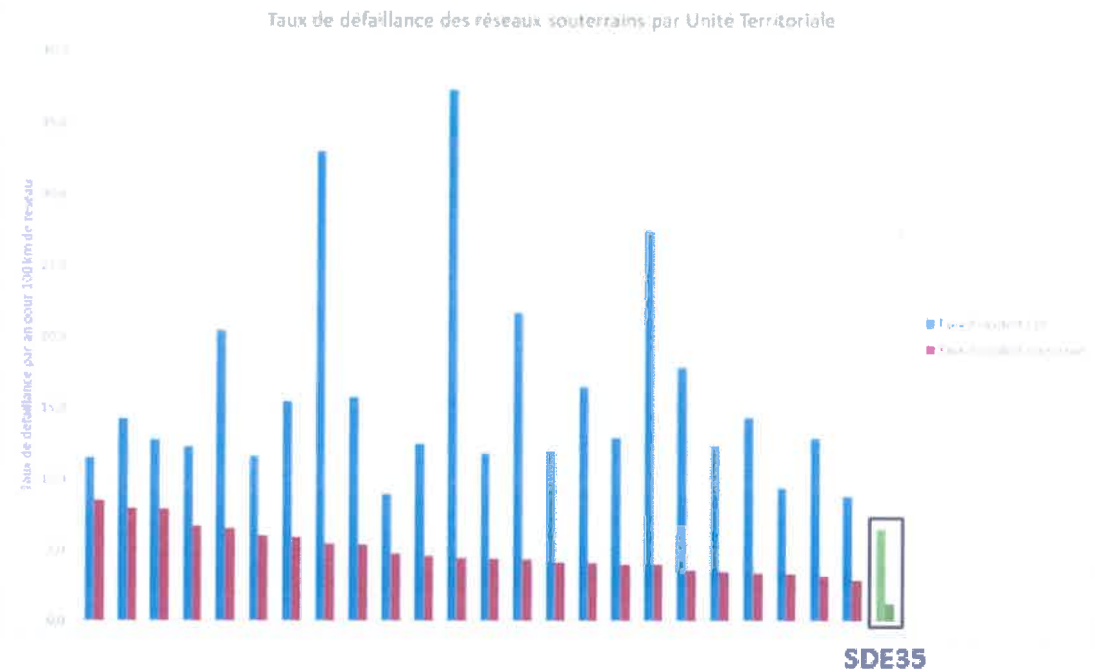


Détail des incidents HTA souterrain hors arrachage à la maille mensuelle

Les câbles d'ancienne technologie (CPI) représentent 20% des incidents TCC, et 30% des incidents hors « tiers », pour seulement 3% du linéaire, et sont particulièrement thermosensibles.

Taux de fiabilité des réseaux HTA souterrains (par an / 100 km)

Année	Taux d'incidents synthétique		Taux d'incidents CPI		Taux d'incidents sout global	
	TCC	hors tiers	TCC	hors tiers	TCC	hors tiers
2013	1,6	0,6	5,8	5,3	1,6	0,8
2014	1,0	0,4	2,4	2,4	1,0	0,5
2015	1,2	0,4	11,4	7,6	1,2	0,7
2016	1,0	0,4	5,3	5,3	1,0	0,6
2017	1,0	0,6	6,3	5,6	1,0	0,7
2018	1,5	0,6	8,0	6,6	1,5	0,8
Moyenne	1,2	0,5	6,5	5,4	1,2	0,7



Les taux d'incidents constatés sur les réseaux souterrains HTA de la concession restent très inférieurs aux taux d'incidents nationaux, que ce soit sur les tronçons CPI ou synthétiques.

3.5 Fiabilité des ouvrages BT

Nombre d'incidents BT

Année d'observation	BT sout	BT aérien nu	BT aérien torsadé	BT aérien support	BT Remontée aéro-sout	Postes HTA/BT	BT autres	BT sans dégâts	Total
2013	139	446	48	10	3	231	30	115	1022
2014	115	424	82	18	5	202	47	114	1007
2015	163	407	57	10	12	213	34	156	1052
2016	162	422	91	19	11	242	26	123	1096
2017	211	415	119	16	11	337	20	143	1272
2018	217	345	75	10	12	309	18	126	1112
Moyenne	168	410	79	14	9	256	29	130	1094

Dont incidents hors régime exceptionnel :

Année d'observation	BT sout	BT aérien nu	BT aérien torsadé	BT aérien support	BT Remontée aéro-sout	Postes HTA/BT	BT autres	BT sans dégâts	Total
2013	137	419	45	10	2	224	28	112	977
2014	106	411	75	17	5	197	42	107	960
2015	159	402	53	10	11	207	30	142	1014
2016	156	421	87	19	11	239	25	117	1075
2017	203	397	109	16	9	329	16	132	1211
2018	202	339	74	10	11	290	16	122	1064
Moyenne	161	398	74	14	8	248	26	122	1050

Un tableau de croisement détaillé des incidents par siège et cause est consultable en annexe 6.7.

Taux de fiabilité des réseaux aériens et souterrains (par an/100km)

Année	Taux Incident BT HIX / 100 km		Taux Inc. BT HIX siège souterrain		Taux Inc. BT HIX siège aérien nu		Taux Inc. BT HIX siège aérien torsadé	
	Concession	National	Concession	National	Concession	National	Concession	National
2013	4,3	7,3	2,6	4,1	12,9	17,5	0,8	1,8
2014	4,2	7,2	2,0	3,9	13,7	17,9	1,4	2,3
2015	4,4	7,2	2,9	4,0	14,9	18,1	0,9	1,9
2016	4,7	7,4	2,7	4,4	17,3	19,4	1,5	2,3
2017	5,0	7,9	3,4	4,1	17,9	22,5	1,8	2,6
2018	4,3	8,3	3,3	4,7	16,8	21,1	1,2	2,6
Moyenne	4,5	7,6	2,8	4,2	15,6	19,4	1,3	2,3

Les réseaux BT de la concession, quelle que soit leur typologie, sont globalement plus fiables que les taux nationaux constatés.

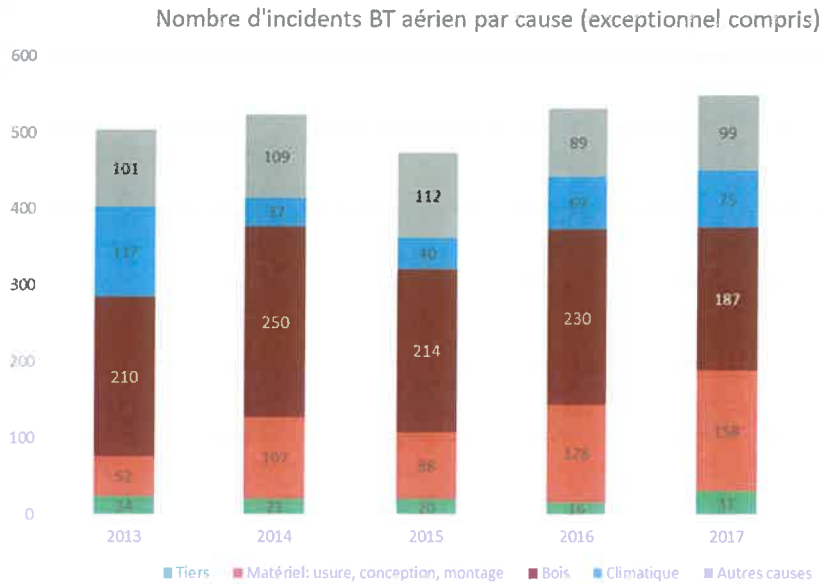
Le réseau BT aérien torsadé de la concession est particulièrement performant, avec un taux d'incident presque deux fois plus faible que la moyenne nationale.

Le réseau BT aérien nu est en revanche particulièrement incidentogène, avec un taux d'incident plus de 15 fois plus élevé que le réseau torsadé.

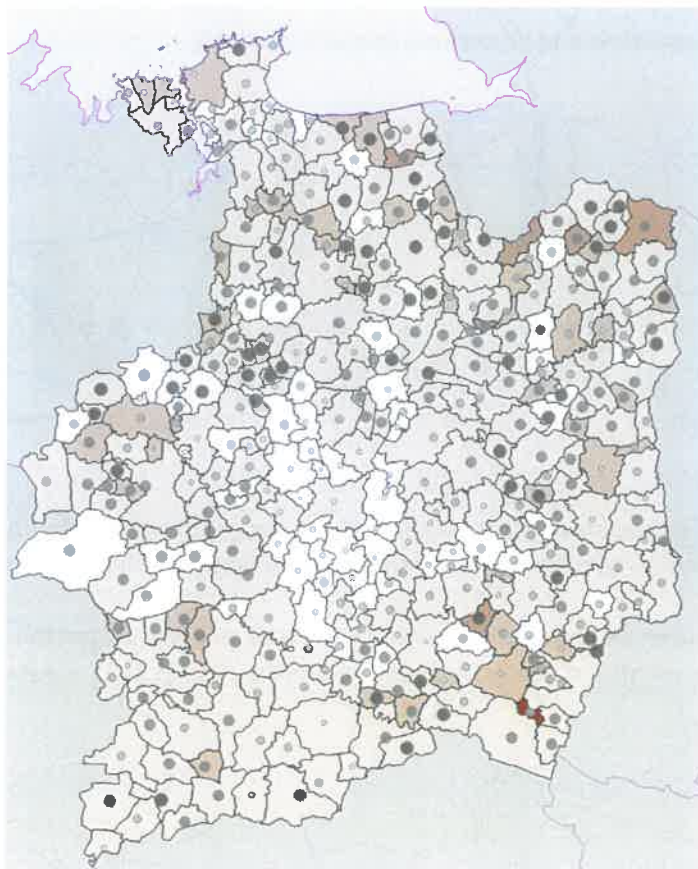
- Une action de résorption de ces réseaux fils nus particulièrement forte est menée sur le territoire de la concession, portée conjointement par le SDE35 et Enedis.

3.5.1 Analyse de l'incidentologie du réseau BT aérien

Incidents aérien BT – détail par cause



La démarche de résorption des fils nus menée conjointement entre le SDE 35 et Enedis, complétée par la politique d'élagage mise en œuvre sur la concession, a permis de réduire significativement le nombre d'incidents pour cause « bois » : - 40% entre 2013 et 2018

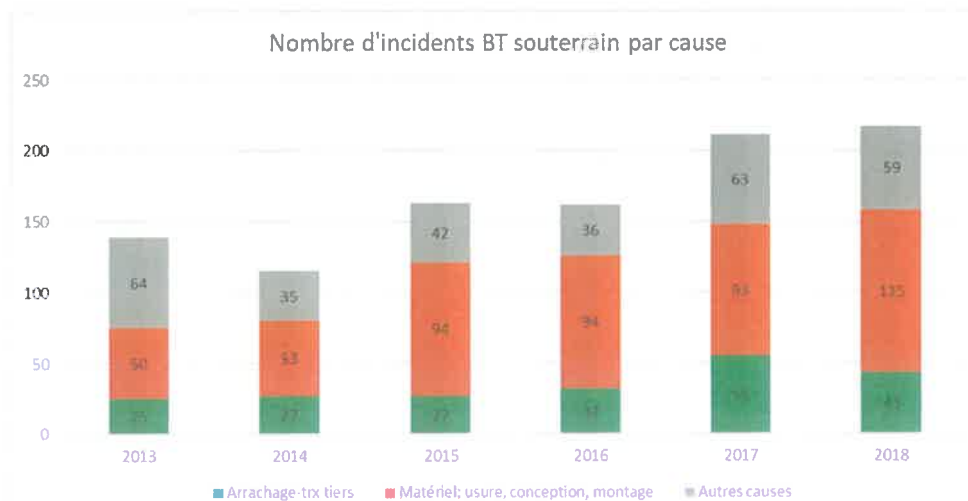


Comparaison du Ratio de fil nu aérien et du critère B Incident Hix par commune

Une zone Nord-Est du département qui apparaît plus impactée par les incidents BT en temps moyen de coupure client.

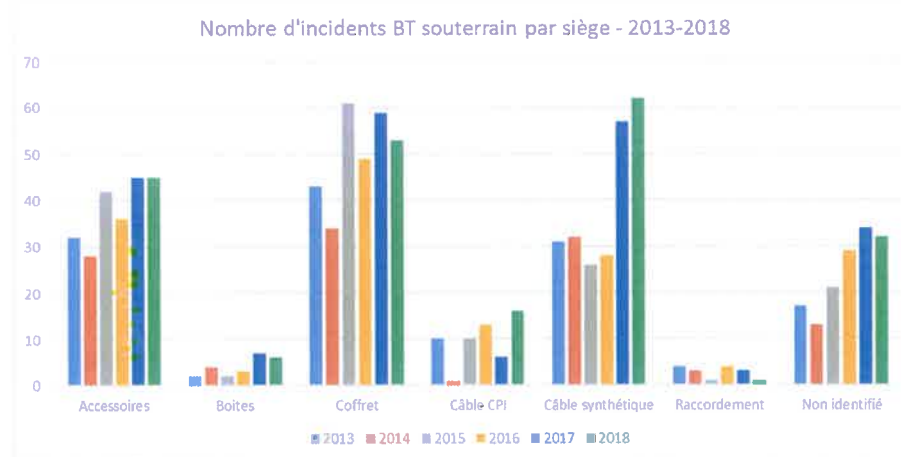
3.5.2 Analyse de l'incidentologie du réseau BT souterrain

Incidents souterrain BT – détail par cause



On constate une augmentation du nombre d'incidents sur les réseaux souterrains BT : + 56% entre 2013 et 2018 pour un linéaire qui a augmenté de 15% dans le même temps. Cette dégradation porte aussi bien sur les causes « tiers » que les causes « matériel », pour lesquelles le nombre d'incident a doublé dans les deux cas.

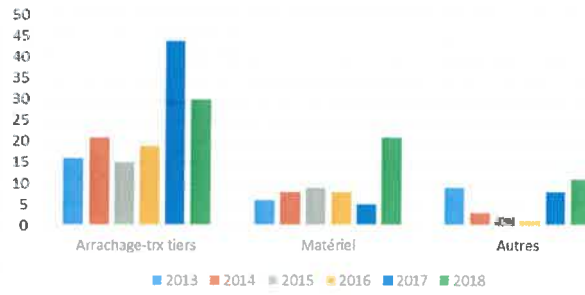
L'analyse détaillée du siège de ces incidents nous indique que la dégradation constatée affecte en premier lieu les câbles synthétiques.



Si l'on concentre dès lors l'analyse des causes des incidents uniquement sur ces câbles synthétiques :

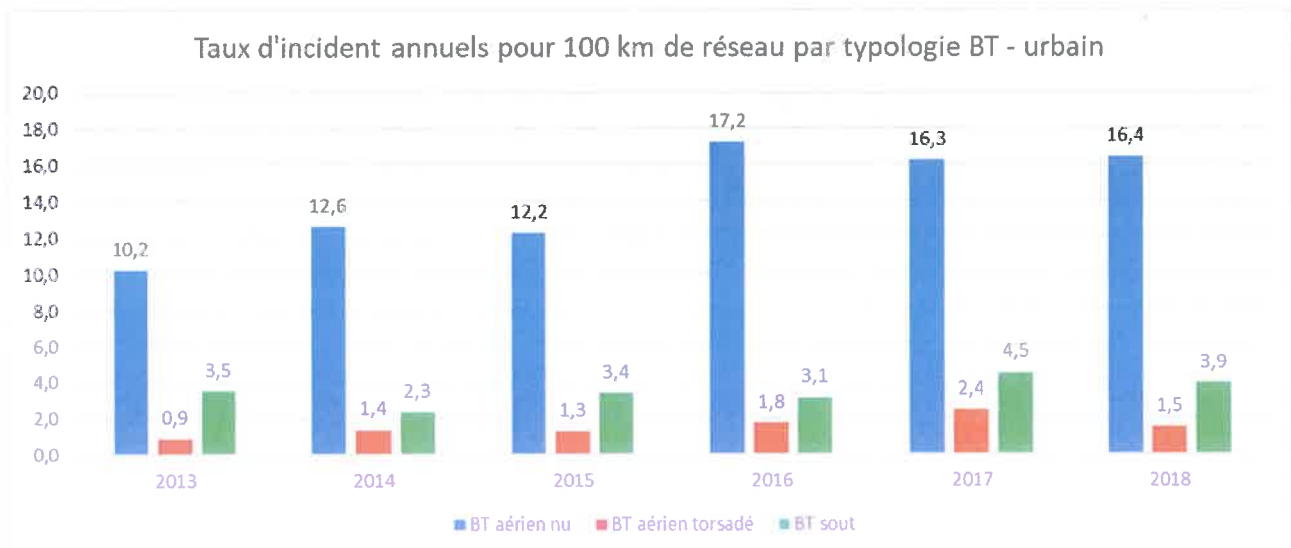
- La cause « arrachage-travaux tiers » apparaît comme la source principale des incidents, avec une forte hausse en 2017.
- On constate une forte dégradation de la cause « matériel » en 2018, année qui apparaît néanmoins atypique au vu de la relative stabilité du nombre d'incidents de ce type entre 2013 et 2017 sur les câbles synthétiques.

Incidents plein câble synthétique - détail par cause - 2013-2018



3.5.3 Synthèse de l'évolution des taux d'incidents par zone et technologie

Communes urbaines



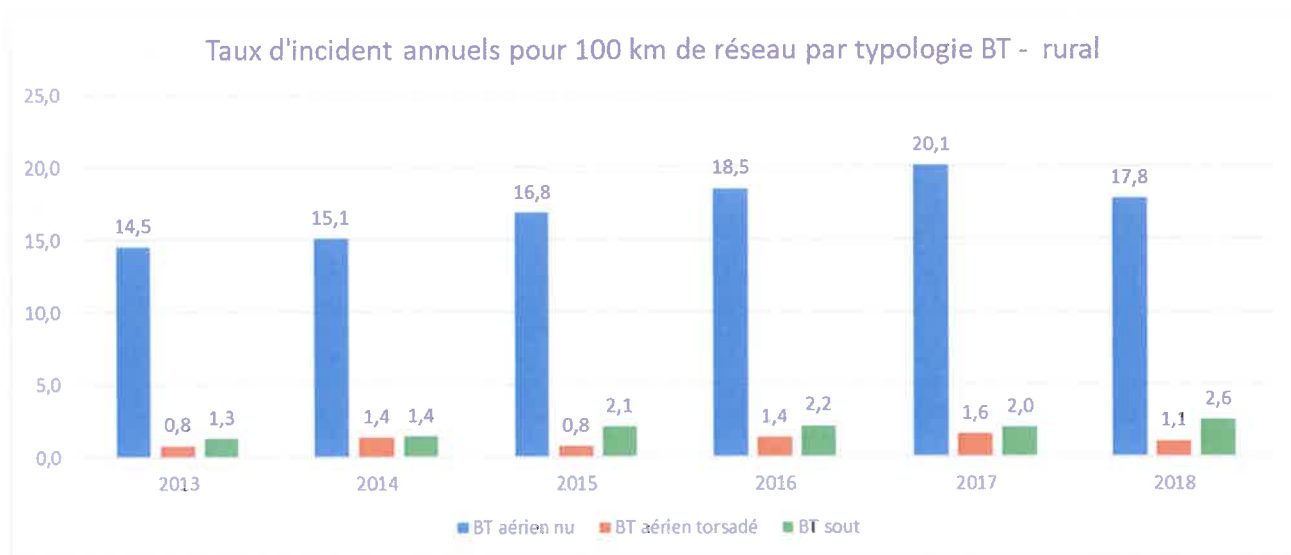
Pour les communes urbaines, on constate :

Une dégradation significative du taux d'incident pour 100 km pour les réseaux BT aériens nus

Une très bonne performance des réseaux aériens torsadés BT sur l'ensemble de la période

Une relative stabilité du taux d'incident pour les réseaux souterrains BT

Communes rurales



Pour les communes rurales, on constate :

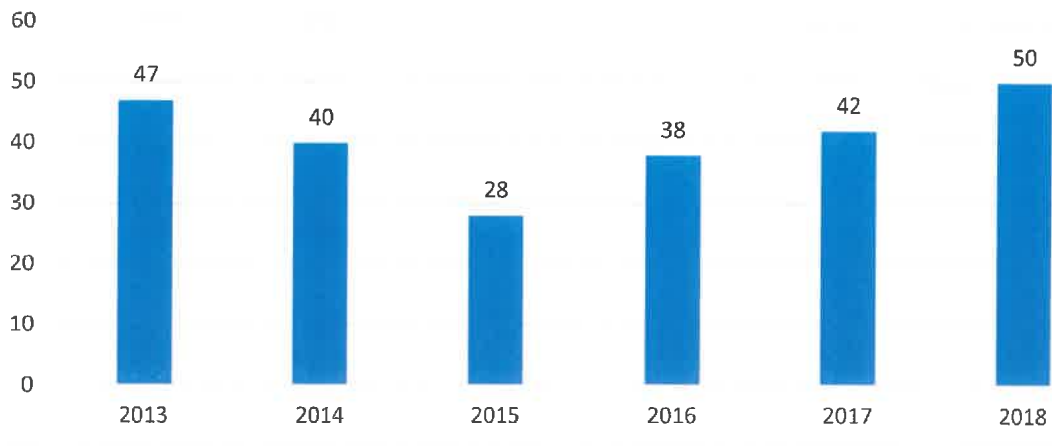
- Une dégradation du taux d'incident pour 100 km pour les réseaux BT aériens nus
- Une très bonne performance des réseaux aériens torsadés BT sur l'ensemble de la période
- Une tendance à la dégradation du taux d'incident sur le souterrain BT, taux d'incident qui reste néanmoins faible en comparaison du taux national moyen (cf. §3.5).

3.6 Poste HTA/BT

Incidents HTA poste HTA/BT – cumul par cause sur 2013-2018:

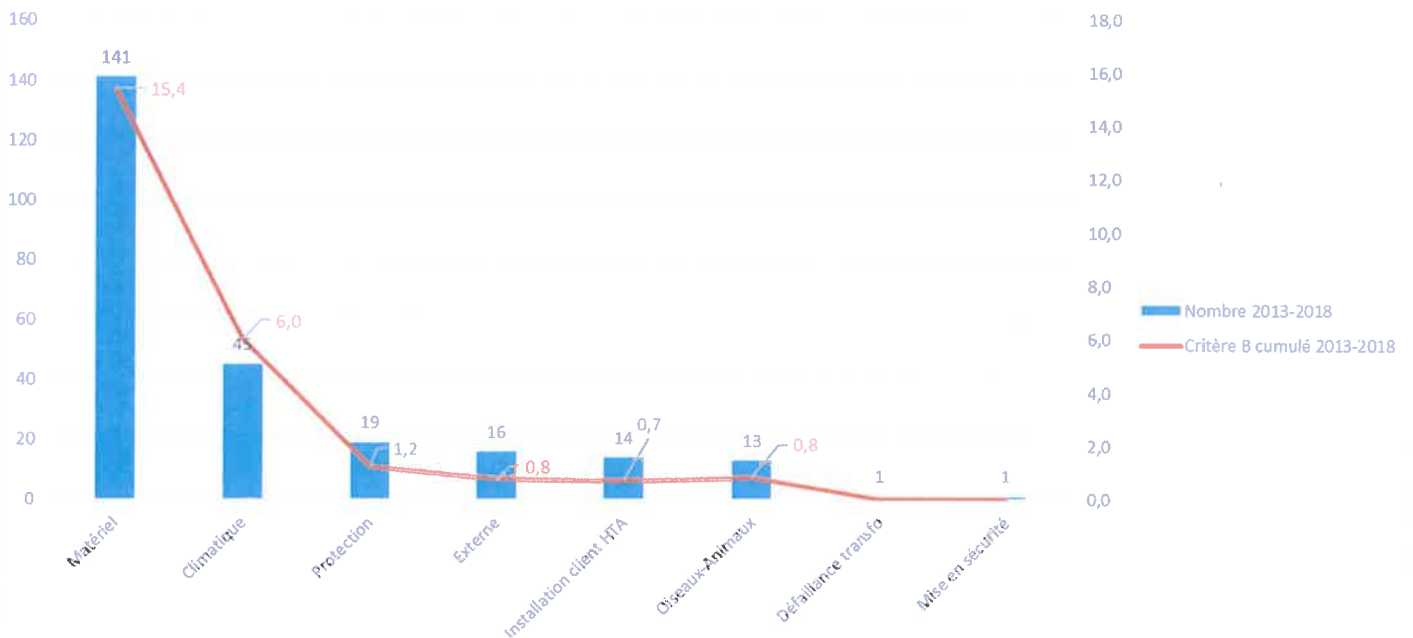
Le nombre d'incidents ayant affecté la partie HTA des postes est restée relativement stable entre 2013, représentant en moyenne annuelle 4 min de critère B pour environ 40 incidents.

Nombre d'incidents postes HTA/BT sur équipements HTA



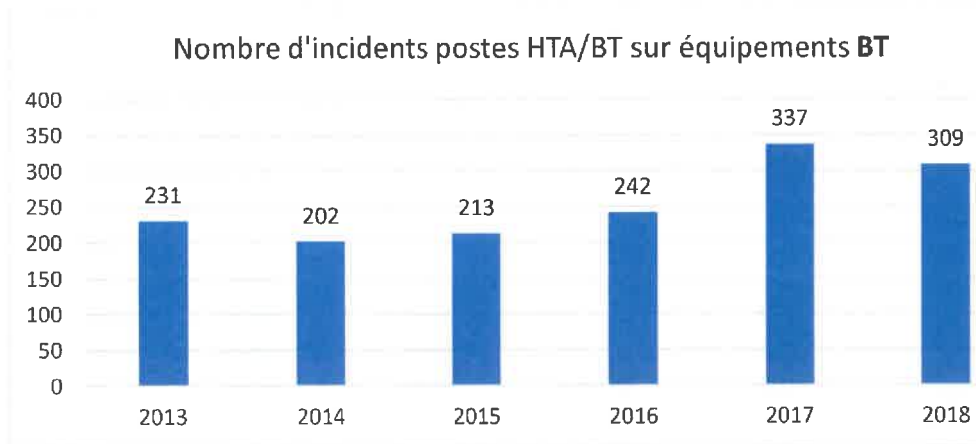
La cause principale de ces incidents est la défaillance matérielle, représentant environ 23 incidents par an. Avec un total d'environ 16 000 postes sur la période, le taux de fréquence d'incidents matériel sur la partie HTA s'établit à 0,1%.

Cause des incidents HTA sur postes HTA/BT (Hix)

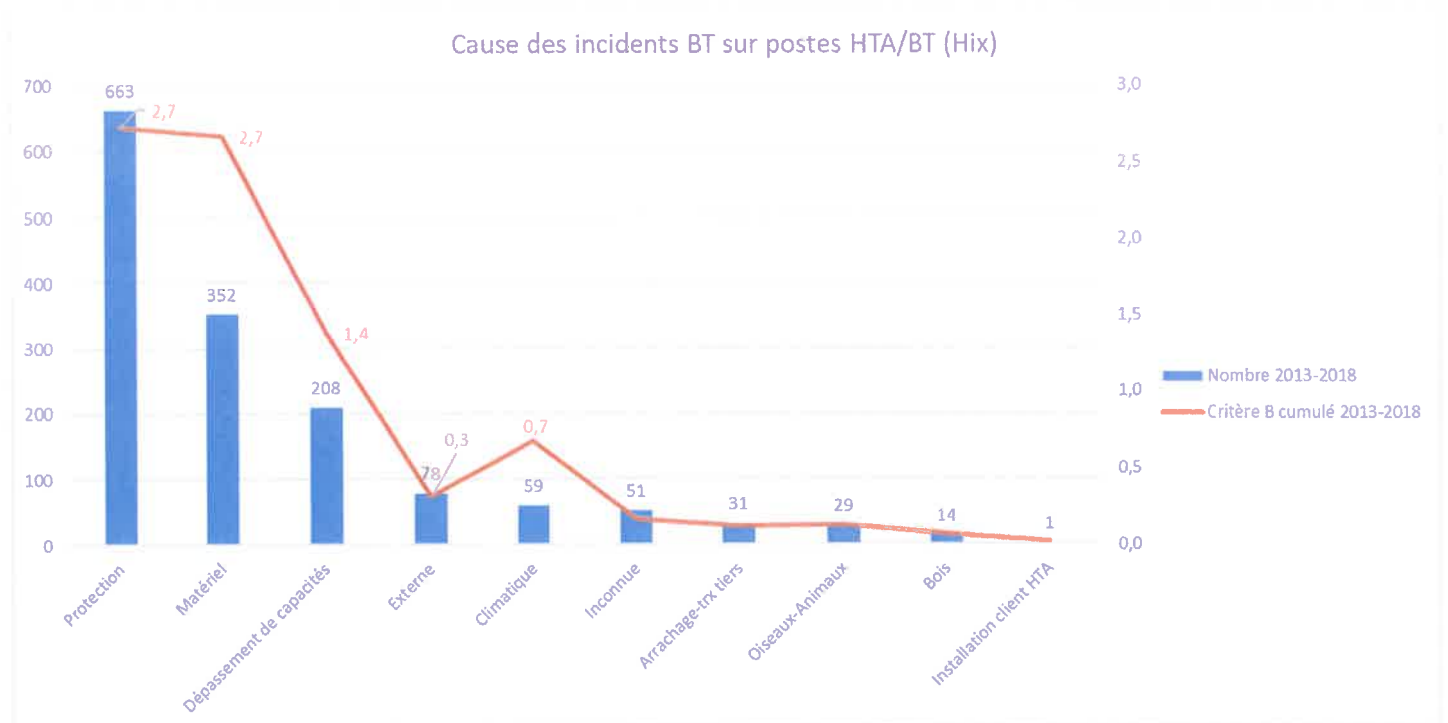


Incidents BT poste HTA/BT – cumul par cause sur 2013-2018:

Le nombre d'incident affectant la partie BT des postes HTA/BT est en augmentation sur la période 2013-2018. Ces incidents ne représentent que 1,4 min de critère B en 2018.



La cause principale de ces incidents est le défaut de protection, représentant environ 110 incidents par an, devant la cause matérielle qui génère environ 59 incidents par an soit une fréquence de coupure de 0,4% pour cette seule cause.



Le nombre d'incidents constaté en 2017 pour défaillance protection explique par ailleurs en grande partie le pic du nombre d'incidents constaté en 2017 sur la partie BT des postes HTA/BT. On a en effet enregistré, en 2017, 164 incidents de cette nature, alors que la moyenne s'établit à environ de 100 incidents par an sur la période 2013-2018 hors 2017.

Les incidents affectant les postes HTA/BT relèvent principalement de cause « matérielles » ou « défaut de protection », puis de causes climatiques dans une moindre mesure pour les ouvrages les plus exposés (postes sur poteau).

Le nombre d'incidents affectant la partie BT de ces ouvrages est en augmentation sur la période étudiée, ceux-ci ne représentant néanmoins qu'un peu plus d'une minute de critère B par an.

3.7 Réactivité sur incidents HTA

3.7.1 Organes de manœuvre télécommandés

Le réseau HTA de la concession est équipé, à fin 2018 de 3 078 OMT, avec une progression notable sur les exercices récents résultant d'un programme de densification mis en œuvre sur le territoire de la concession. Celui-ci comptait en effet 2 844 OMT équipés en 2013, soit un volume de 240 OMT posés en l'espace de 5 ans.

Le détail de l'implantation de ces OMT par départ est reporté en annexe 6.8.

3.7.2 Supervision des réseaux BT et renforcement de la réactivité

A la différence du réseau HTA, il n'est pas possible de réaliser de bouclages sur le réseau BT, qui n'est donc pas équipé d'organes de manœuvre télécommandés.

Le déploiement de la technologie Linky permet néanmoins de poser les premières bases d'une supervision des réseaux BT, permise par la consolidation et les possibilités offertes par la chaîne de mesure Linky (compteurs, concentrateurs et infrastructure SI associée). Les améliorations amenées par la technologie Linky portent sur :

- La réactivité en cas d'incident réseau : localisation plus rapide et diagnostic de l'incident plus précis.
- La réactivité en cas de panne client : détection de la panne automatique, possibilité d'interroger le compteur pour établir rapidement un diagnostic et effectuer des opérations à distance le cas échéant.
- Le suivi de la qualité de fourniture : connaissance plus fine des coupures et des dégradations de la qualité de la tension.
- La fiabilisation des bases de données patrimoniales.
- Plus généralement, les analyses de réseau pour :
 - o Identifier les phénomènes anormaux.
 - o Identifier les zones en écart qualité pour mieux cibler les investissements.

3.7.3 Equipement et maintenance des détecteurs de défaut

Depuis 2014, une campagne de remise à niveau des détecteurs de défauts aériens et souterrains sur les points principaux d'interventions est menée. La mise à niveau des détecteurs de défauts aériens a été achevée fin 2017. Elle sera menée à son terme fin 2019 pour les détecteurs de défauts souterrains.

3.7.4 Télésignalisation des détecteurs de défauts

Depuis début 2017 et suivant le plan de déploiement des compteurs LINKY, les détecteurs de défauts souterrains placés sur les points principaux d'interventions sont connectés à l'agence de conduite.

Une action est également en cours visant à rendre les indicateurs lumineux de défaut (ILD) aériens communicants. L'information du défaut et de sa localisation sera ainsi remontée directement à l'agence de conduite, occasionnant un gain de temps substantiel dans la réalimentation des clients en cas d'incident.

3.8 Résilience face au risque d'inondation et de submersion marine

Bien que la Bretagne ne fasse pas partie des territoires les plus exposés au risque d'inondation, elle reste vulnérable à des situations de crue pouvant causer des dommages importants. Sous l'effet des changements climatiques, la récurrence et l'ampleur de ces situations à risque devrait s'accroître. Il en va de même pour le risque de submersion marine, qui deviendra un sujet de préoccupation de plus en plus prégnant.

Enedis mène d'ores et déjà des actions lui permettant de maîtriser ce risque et de réagir efficacement en cas d'évènement exceptionnel. La réponse d'Enedis est basée sur deux principes :

- Garantir la sécurité des tiers.
- Préserver les installations pour réalimenter au plus vite après la décrue.

Afin de répondre toujours plus efficacement à ces situations à risque, et s'adapter aux changements climatiques, Enedis s'engage dans une démarche de préparation de l'avenir portée sur trois axes :

- La construction d'un diagnostic de vulnérabilité des ouvrages le plus précis et actualisé possible, à établir en lien avec les collectivités locales et les services de l'Etat.
- L'instrumentation d'ouvrages ciblés pour faciliter la gestion de crise par la remontée d'alertes en temps réel
 - o Cet axe de travail est notamment couvert par le projet « DINO » en cours de déploiement, qui consiste en la pose de capteur d'inondation dans les postes HTA/BT, points névralgiques du réseau. A date, une dizaine de dispositifs sont installés sur le territoire de la concession, sur les bassins de Saint-Malo et Redon.
- En fonction du diagnostic établi, une prise en compte du risque d'inondation et de submersion marine dans les études réseaux, afin de développer ou d'adapter le réseau pour renforcer sa résilience et atténuer les conséquences de ces situations de crue/submersion.
 - o L'objectif est de limiter l'impact clientèle en préservant l'alimentation des clients localisés aux environs de la crue mais qui ne sont pas inondés.

4 Programmes travaux

4.1 Travaux postes sources – Zones urbaines denses

Enedis met en œuvre, à l'échelle nationale et sur la période 2016-2025, un programme dit « Zones Urbaines Denses » (ZUD). Cette politique vise à garantir un haut niveau de sûreté des postes sources alimentant les grandes agglomérations, afin de contribuer à leur attractivité économique en palliant les conséquences de la perte totale de l'un de ces postes. Ce programme ZUD se traduit concrètement par trois garanties à l'horizon 2025 en cas d'incident majeur poste source :

- Un minimum de 40% de la puissance coupée reprise par manœuvres télécommandées sur le réseau HTA
- Une puissance non reprise maximale de :
 - o 10 MW pour les postes sources alimentant la commune de Rennes, située en zone émeraude 4. Cela concerne les postes de Rennes, St Laurent et Les Talus.
 - o 20 MW pour les autres communes de la métropole, situées en Zone émeraude 2. Cela concerne les postes de Cesson et Noyal.
- Une reprise de l'alimentation des poches non reprises par l'emploi de groupes électrogènes

L'application de ce programme à la métropole de Rennes se traduit par un important programme d'investissements :

- La construction du poste source de Barre Thomas, dont la mise en service devrait intervenir en 2019, permettra d'assurer la sûreté d'alimentation en secours du poste source « Rennes », point d'alimentation majeur de la ville de Rennes notamment.
- La construction du poste source de Tizé, au Nord-Est de Rennes, contribue également à l'atteinte des objectifs de sûreté d'alimentation de la métropole dans cette zone particulièrement dynamique.
- De nombreux travaux de restructuration des réseaux et d'équipements en OMT, afin de renforcer les schémas de reprise, sont également à l'œuvre pour renforcer la résilience et la réactivité des réseaux en cas d'incident majeur sur un des postes sources de la métropole rennaise.

4.2 Programme PDV (Prolongation Durée de Vie) –/ RP (Rénovation Programmée)

Afin de maintenir un haut niveau de fiabilité du réseau aérien HTA, un programme de rénovation programmée des réseaux pérennes est engagé depuis 2013, via des actions de Prolongation de la durée de vie (PDV) des ouvrages. Cette rénovation porte ainsi sur l'ensemble des accessoires des lignes aériennes à pérenniser : supports, attaches, armements, chaînes d'isolateurs.

Historique des traitements PDV (en km)

Année	Longueur traitée PDV (km)	Longueur cumulée traitée PDV (km)
2013	20,5	20,5
2014	16,8	37,3
2015	37,4	74,7
2016	55,3	130
2017	58	188
2018	22,3	210,3



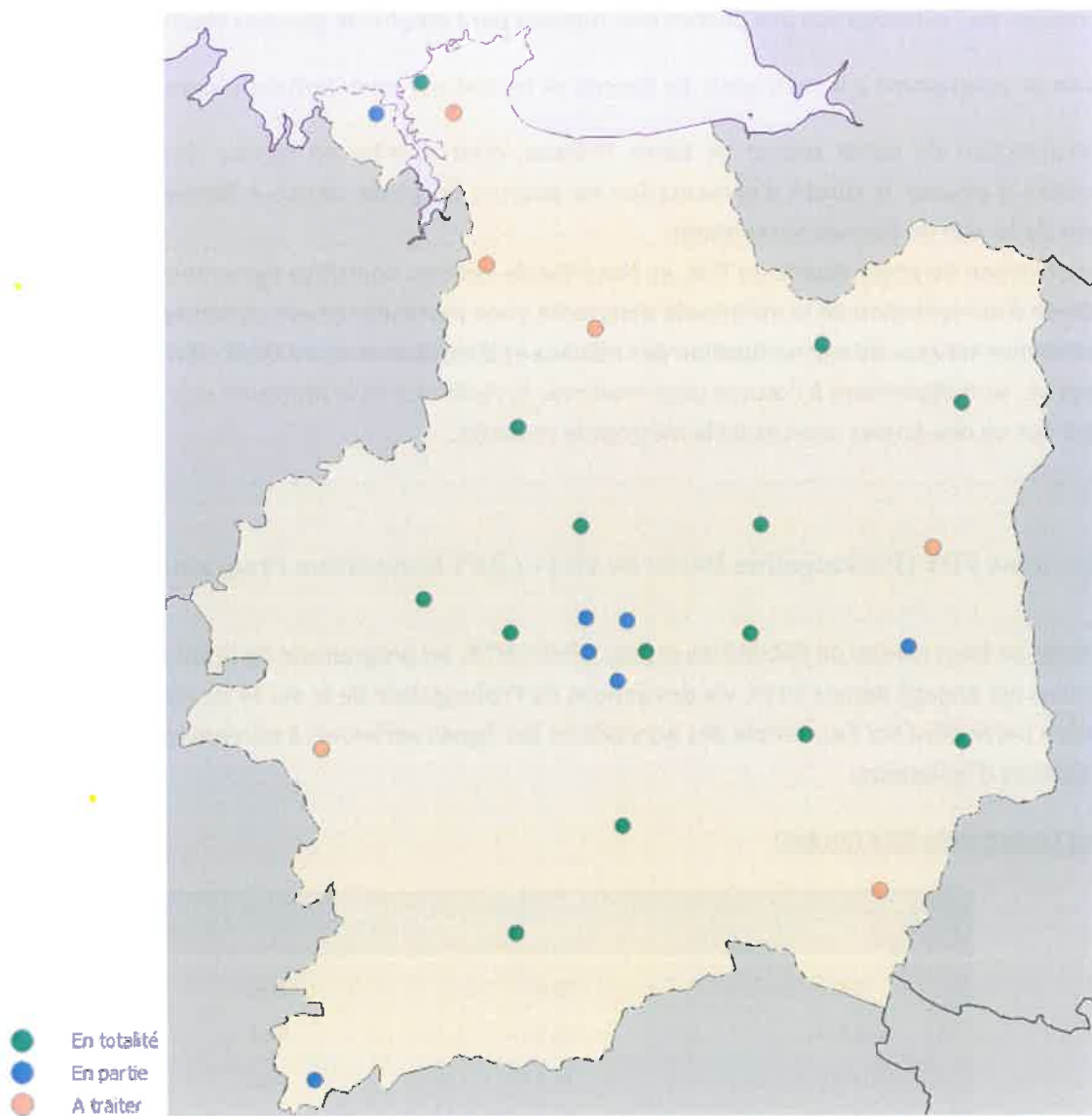
4.3 Programme MALTEN – déploiement du régime de neutre compensé

Un programme de mise à la terre des neutres (MALTEN) est en cours de déploiement par Enedis dans les postes sources de la concession. Ce programme a pour objectif de réaliser le passage au régime de neutre compensé des postes sources et réseaux HTA associés, et répond à deux enjeux principaux :

- Limiter les montées en potentiel en lien avec le développement de plus en plus important des réseaux souterrains HTA pour assurer la protection des biens et des personnes
- Diminuer le nombre de coupures très brèves

A date, sur les 32 postes sources situés sur le territoire du SDE35 :

- 15 postes sources ont été traités en totalité
- 8 postes sources ont été traités en partie (déploiement du neutre sur une partie des transformateurs HTB/HTA)
- 9 postes sources sont à traiter



4.4 Evolution des investissements

Investissements (en k€) maille concession	2013	2014	2015	2016	2017
1. Raccordement des consommateurs et producteurs	19 464	19 804	18 351	19 823	18 208
2. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	22 656	21 224	24 994	27 050	30 668
2.1 Performance du réseau	13 806	15 459	19 014	21 069	24 953
Dont renforcement	3 924	4 562	7 549	8 149	9 210
Dont climatique	2 051	2 672	2 261	2 082	2 476
Dont modernisation	3 915	5 949	7 075	8 191	9 919
Dont moyens d'exploitation	3 915	2 276	2 130	2 648	3 348
2.2 Exigences environnementales et réglementaires	8 850	5 765	5 980	5 981	5 715
Dont environnement (article 8, intégration des ouvrages)	922	983	801	1 134	1 022
Dont sécurité et obligations réglementaires	1 550	1 071	1 718	1 415	1 135
Dont modifications d'ouvrages à la demande de tiers	6 378	3 711	3 461	3 431	3 557
3. Linky	0	0	747	8 035	14 326
4. Investissements de logistique (dont immobilier)	364	185	75	526	612
TOTAL	42 484	41 213	44 167	55 435	63 813

Source : données CRAC

Les investissements ont connu une forte augmentation entre 2013 et 2017, qui s'explique par les projets d'ampleur réalisés ou en cours de réalisation sur le territoire de la concession, comme la construction des postes sources de Barre Thomas, Tizé (cf. ZUD) et Romagné ou le déploiement des compteurs Linky notamment.

5 Analyse des forces et fragilités du réseau

5.1 Grille d'analyse

Forces



Haut niveau de qualité de fourniture, illustré notamment par un critère B Hix hors RTE de 58 min en moyenne sur la période 2013-2018.

Ce niveau de qualité s'explique essentiellement par la **performance du réseau** :

- Un faible taux d'incident du réseau HTA, souterrain comme aérien.
- Un faible taux d'incident des réseaux BT souterrains et aériens torsadés.
- Un programme de maintenance et d'élagage volontariste, permettant notamment de réduire et juguler le nombre d'incidents aériens pour cause « climatique » ou « bois ».



Fragilités

Certaines typologies de réseau présentent une vulnérabilité particulière :

- Réseaux **fils nus BT**, exposés et dont le taux d'incident est 15 fois supérieur à celui observé sur les réseaux torsadés. Des linéaires de fils nus importants en zone rurale comme en zone urbaine (resp. 20% et 36% du linéaire BT aérien global)
- Réseaux **CPI HTA**, qui présentent un taux d'incident inférieur à la moyenne nationale observée, mais qui reste 5 fois supérieur à celui constaté sur les technologies synthétiques.

Opportunités/Enjeux



Mise à profit des apports du **déploiement de la technologie Linky et des Smart Grids** pour moderniser la gestion du réseau

Inventaire à consolider pour certains ouvrages :

- Équipements de poste – mettre à profit le programme de pose des concentrateurs Linky pour enrichir la connaissance de ces ouvrages
- Colannes montantes – projet de localisation en cours de réalisation par Enedis

Assurer le suivi des **hypothèses de croissance et d'évolution des consommations et des productions** pour accompagner le développement du territoire (nouveaux usages, grands projets, capacités d'accueil)



Points de vigilance

Enedis continuera de s'attacher à :

- **Préserver la réactivité au quotidien** face aux incidents HTA en maintenant en conditions opérationnelles les OMT et les ILD.
- **Maintenir sous surveillance les réseaux souterrains BT** d'ancienne génération, notamment au travers d'analyses statistiques de type « Big Data »
- Pérenniser le **programme de maintenance et de rénovation programmée du réseau**, pour conserver un haut niveau de fiabilité des réseaux.

Le SDE 35 souligne deux points :

- Compte tenu du vieillissement continu des ouvrages, une vigilance sera à assurer quant au **maintien voire à l'optimisation des taux d'incidents** relevés dans le diagnostic technique
- Colannes montantes: sur la base de l'inventaire quantitatif et qualitatif effectué par Enedis, **des investissements à moyen et long terme** seront à prévoir

6 Annexes

6.1 Lexique

Envoyé en préfecture le 16/12/2021

Reçu en préfecture le 16/12/2021

Affiché le

ID : 035-200050425-20211210-C_CONCESSION-CC

Termes	Définition
CL	Coupure Longue (> 3 minutes)
CB	Coupure Brève (≥ 1 seconde et ≤ 3 minutes)
CTB	Coupure Très Brève (< 1 seconde)
CMA : Clients BT Mal Alimentés au titre de la tenue de tension	Un client raccordé sur le réseau BT est considéré comme mal alimenté lorsque sa tension d'alimentation, moyennée sur 10 minutes, se situe une fois dans l'année en dehors de l'intervalle [-10% ; +10%] de sa tension nominale.
CPI	Câble Papier Imprégné. Ancienne technologie de câbles souterrains posée jusque dans les années 70.
Critère B	<p>Durée moyenne de coupure de l'année N ($DMC \frac{BT}{N}$) également appelée critère B, est définie comme le ratio de la durée de coupures longues des installations de consommation raccordées en BT par le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N.</p> <p>$DMC \frac{BT}{N}$ est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages). Dès lors on parle de critère B HIX, dans le cas contraire on parle de critère B TCC (Toutes causes confondues).</p> <p>$DMC \frac{BT}{N} = \frac{\sum \text{Année N Durées descoupages longues des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installation de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$</p>
Faibles Sections HTA	Un réseau HTA aérien est dit de faible section si la section des conducteurs est : <ul style="list-style-type: none"> - ≤ 14 mm² pour les conducteurs de nature cuivre, - ≤ 22 mm² pour les conducteurs autres que cuivre.
Incident	Interruption (coupure) non liée aux travaux
Maille	Echelon sur lequel sont présentées des données, selon un axe d'analyse : <ul style="list-style-type: none"> - territoire : DR, ex-centre, concession, commune, - ouvrage : départ HTA-BT.
OMT	Organe de Manœuvre Télécommandé. Les OMT du réseau HTA servent prioritairement à découper les départs HTA en poches qui pourront être réalimentées à distance lorsque le défaut permanent HTA se trouve en dehors de la poche.
PDV - RP	<p>Prolongation de la Durée de Vie – Rénovation Programmée.</p> <p>La rénovation programmée des ouvrages HTA aériens pérennes, programme connu jusqu'en 2020 sous le nom de Prolongation de Durée de Vie (PDV) consiste à remettre à niveau des portions de réseau HTA aérien afin de prolonger leur de vie d'au moins 15 ans. Elle est réalisée lorsqu'elle est techniquement pertinente et présente un coût actualisé inférieur à celui de la solution de remplacement par un ouvrage neuf.</p>
Point de livraison	Un PDL (point de livraison) correspond à un branchement. C'est la référence client qui va permettre d'identifier son installation.
Poste HTA/BT « H61 »	Poste de transformation HTA/BT sur poteau. Puissance de 50 à 160 kVA.

Termes	Définition
Poste HTA/BT « Rural sol »	Poste HTA/BT compact alimenté en souterrain, puissance de 50 à 250 kVA.
Poste HTA/BT « Urbain »	Poste préfabriqué ou en génie civil traditionnel raccordé sur le réseau souterrain, puissance de 400 à 1000 kVA.
Poste HTA/BT « Cabine Haute »	Ancien type de poste HTA/BT maçonné, alimenté par une ligne HTA aérienne. Puissance de 400 à 1000 kVA.
Poste HTA/BT « Immeuble » :	Poste en immeuble, puissance de 400 à 1000 kVA.
Régime FACE	<p>Le classement en régime urbain et rural s'opère en fonction de critères fixés par le décret n° 2013-46 du 14 janvier 2013 relatif aux aides pour l'électrification rurale modifié par le décret n° 2014-496 du 16 mai 2014.</p> <p>Sauf dérogation, sont éligibles aux aides du FACÉ les communes :</p> <ul style="list-style-type: none"> - dont la population totale est inférieure à 2 000 habitants qui ne sont pas comprises dans une « unité urbaine » (au sens de l'INSEE) de 5 000 habitants et plus - dont la population totale est inférieure à 5 000 habitants à titre dérogatoire compte tenu notamment de leur isolement, caractère dispersé ou densité de population
Réseau BT	Réseau de distribution dont la tension est de 400 ou 230 Volts
Réseau aérien BT	Canalisations électriques posées au-dessus du sol
Réseau BT aérien nu	Conducteurs BT nus en cuivre, en aluminium ou en alliage d'aluminium de sections : AL 11 à 51 mm ² , AM 22 à 75 mm ² , CU 3 à 90 mm ² .
Réseau BT aérien nu de faible section	Conducteurs nus BT en cuivre, en aluminium ou en alliage d'aluminium, d'une section inférieure ou égale à 14 mm ² (CU) ou 22 mm ² (autres métaux).
Réseau BT souterrain	Canalisations électriques BT enterrées.
Réseau BT torsadé	Regroupement de quatre conducteurs (les trois phases + le neutre), recouverts d'une isolation PRC noire, en une seule « torsade » (ou faisceau).
Réseau HTA	Réseau de distribution dont la tension est de 20 000 ou 15 000 Volts
Réseau HTA aérien nu	Canalisation HTA non isolée
Réseau HTA souterrain	Canalisation HTA enterrée
Zones émeraude	<p>Enedis distingue quatre zones d'alimentation dites « zones émeraude », définies comme suit (i.e. agglomération = continuité du tissu urbain au sens de l'INSEE) :</p> <ul style="list-style-type: none"> - ZE1 : Agglomérations de moins de 10 000 habitants. - ZE2 : Agglomérations de 10 000 à 100 000 habitants.

- ZE3 : Agglomérations de plus de 100 000 habitants, hors communes de plus de 100 000 habitants.
- ZE4 : Communes de plus de 100 000 habitants.

6.2 Données détaillées par poste source

6.2.1 Etat d'avancement du S3REnR au 19/06/2019

Le tableau ci-après résume l'état d'avancement du S3REnR sur les postes sources de la concession⁹ (cf. §1.5)

Poste source	Puissance EnR déjà raccordée (MW)	Puissance des projets en file d'attente relevant du S3REnR en cours (MW)	Capacité d'accueil réservée au titre du S3REnR qui reste à affecter (MW)
ARGENTRE-DU-PLESSIS	2.7	0.1	1.0
BRUZ	1.5	1.3	20.8
BUTTE	23.3	0.2	0.5
CESSON	0.4	0.0	2.0
COMBOURG	16.9	24.4	10.9
LE CRUEL	3.8	0.9	0.8
DINARD	1.5	0.0	1.0
DOL-DE-BRETAGNE	2.0	0.5	0.8
DOUAIRES	3.2	0.3	0.6
DROUGES	17.0	0.7	13.3
FOUGERES	5.0	0.4	1.8
LA GRANDE-HAYE	0.0	0.0	1.0
GAEL	13.5	0.8	0.8
GOSNE	1.9	0.4	25.0
HERMITAGE	2.5	0.0	0.8
MESSAC	21.2	4.7	14.6
MORIHAN	13.0	0.6	0.7
MONTFORT	9.1	0.6	1.6
NOYAL	10.9	0.2	1.0
LE PAS	37.5	16.1	12.6
PLELAN	35.7	0.1	1.0
PORTE	15.4	0.4	1.5
RENNES	12.6	0.2	2.0
SERVON	2.2	0.0	30.8
SAINT-BRICE	3.0	0.5	9.9
ST-LAURENT	0.8	0.2	1.0
ST-MALO	0.9	0.0	2.0
ST-SERVAN	1.1	0.2	1.0
LES TALUS	0.8	0.2	1.0
TINTENIAC	3.0	9.1	8.2
TRESSE	1.2	0.0	22.0
VERN	3.9	0.0	1.0
VITRE	2.4	0.0	4.0

⁹ Source : capareseau.fr

6.2.2 Puissance de transformation, nombre de départs et nombre de clients à fin 2019

Poste source	Puissance de transformation HTB/HTA (MVA)	Nombre de départs	Nombre de clients
ARGENTRE-DU-PLESSIS	40	12	8564
BRUZ	72	14	23896
BUTTE	20	8	5631
CESSON	108	19	27557
COMBOURG	40	16	12533
LE CRUEL	72	14	16290
DINARD	72	12	27399
DOL-DE-BRETAGNE	50	11	13163
DOUAIRES	36	12	8978
DROUGES	30	9	6595
FOUGERES	72	19	24286
LA GRANDE-HAYE	72	7	1698
GAEL	40	9	7658
GOSNE	72	12	12747
HERMITAGE	72	11	14543
MESSAC	72	15	18169
MORIHAN	36	11	12881
MONTFORT	72	18	21243
NOYAL	72	26	39595
LE PAS	56	15	11756
PLELAN	36	9	6702
PORTE	108	17	15281
RENNES	240	45	71391
SERVON	72	12	13801
SAINT-BRICE	72	14	11136
ST-LAURENT	152	24	47822
ST-MALO	108	23	38909
ST-SERVAN	72	9	16907
LES TALUS	72	17	18561
TINTENIAC	60	12	9628
TRESSE	40	6	6426
VERN	36	9	10849
VITRE	72	20	15068

6.3 Nombre de producteurs raccordé au réseau de la concession

Le fichier ci-après présente une vision détaillée du nombre de producteurs BT raccordés au réseau de la concession, agrégé à la maille du poste HTA/BT, ainsi que du nombre de producteurs HTA agrégé par départ.



CTL_OHTABT_-_012
 _-_NOMBRE_DE_PRC

6.4 Localisation des réseaux CPI HTA à fin 2018 par commune

Code INSEE	Commune	Longueur CPI HTA (km)
35238	RENNES	57,75
35288	SAINT-MALO	9,08
35051	CESSON-SEVIGNE	8,58
35236	REDON	7,48
35093	DINARD	6,27
35115	FOUGERES	5,61
35360	VITRE	4,97
35240	LE RHEU	3,05
35278	SAINT-GREGOIRE	2,99
35281	SAINT-JACQUES-DE-LA-LANDE	2,59
35095	DOL-DE-BRETAGNE	2,31
35131	L'HERMITAGE	2,05
35066	CHARTRES-DE-BRETAGNE	1,92
35085	COMBOURG	1,62
35256	SAINT-BRIAC-SUR-MER	1,40
35188	MONTFORT-SUR-MEU	1,09
35206	NOYAL-CHATILLON-SUR-SEICHE	1,02
35287	SAINT-LUNAIRE	0,99
35334	THORIGNE-FOUILLARD	0,95
35049	CANCALE	0,93
35210	PACE	0,90
35001	ACIGNE	0,78
35055	CHANTEPIE	0,76
35012	BAIN-DE-BRETAGNE	0,75
35136	JANZE	0,74
35068	CHATEAUBOURG	0,70
35297	SAINT-MEEN-LE-GRAND	0,68
35076	CHAVAGNE	0,66
35189	MONTGERMONT	0,66
35150	LECOUSSE	0,60
35353	VEZIN-LE-COQUET	0,59
35047	BRUZ	0,48
35125	LA GUERCHE-DE-BRETAGNE	0,47
35059	LA CHAPELLE-DES-FOUGERETZ	0,45
35040	BRETEIL	0,44
35039	BRECE	0,38
35257	SAINT-BRICE-EN-COGLES	0,37
35251	SAINT-AUBIN-D'AUBIGNE	0,37
35069	CHATEAUGIRON	0,37
35314	SAINT-SULIAC	0,31
35324	LA SELLE-EN-LUITRE	0,26
35080	CINTRE	0,25
35139	LAILLE	0,25
35184	MONTAUBAN-DE-BRETAGNE	0,22

35129	GUIPRY	
35239	RETIERS	
35152	LIFFRE	0,19
35176	MESSAC	0,19
35319	SAINT-THURIAL	0,18
35064	LA CHAPELLE-DE-BRAIN	0,16
35228	PLEURTUIT	0,15
35124	GRAND-FOUGERAY	0,14
35004	ANTRAIN	0,09
35226	PLEUGUENEUC	0,08
35214	PARCE	0,06
35207	NOYAL-SUR-VILAINE	0,05
35154	LIVRE-SUR-CHANGEON	0,04

6.5 Localisation supposée des réseaux souterrains BT d'ancienne génération à fin 2018 (selon méthode de criblage retenue par Enedis)

Code INSEE	Commune	Longueur CPI/NP BT supposée (km)
35238	RENNES	33,97
35115	FOUGERES	5,93
35288	SAINT-MALO	5,06
35093	DINARD	1,53
35001	ACIGNE	1,16
35099	DOMLOUP	1,12
35059	LA CHAPELLE-DES-FOUGERETZ	0,78
35360	VITRE	0,66
35024	BETTON	0,63
35278	SAINT-GREGOIRE	0,54
35239	RETIERS	0,54
35012	BAIN-DE-BRETAGNE	0,53
35210	PACE	0,50
35047	BRUZ	0,43
35002	AMANLIS	0,39
35275	SAINT-GILLES	0,39
35281	SAINT-JACQUES-DE-LA-LANDE	0,39
35352	VERN-SUR-SEICHE	0,37
35206	NOYAL-CHATILLON-SUR-SEICHE	0,35
35236	REDON	0,33
35287	SAINT-LUNAIRE	0,30
35189	MONTGERMONT	0,26
35240	LE RHEU	0,24
35284	SAINT-JOUAN-DES-GUERETS	0,24
35136	JANZE	0,23
35127	GUIGNEN	0,22
35139	LAILLE	0,21
35066	CHARTRES-DE-BRETAGNE	0,17
35207	NOYAL-SUR-VILAINE	0,16

35208	ORGERES	0,15
35353	VEZIN-LE-COQUET	0,15
35125	LA GUERCHE-DE-BRETAGNE	0,12
35085	COMBOURG	0,12
35051	CESSON-SEVIGNE	0,11
35055	CHANTEPIE	0,10
35131	L'HERMITAGE	0,09
35095	DOL-DE-BRETAGNE	0,09
35129	GUIPRY	0,09
35196	MORDELLES	0,08
35126	GUICHEN	0,08
35252	SAINT-AUBIN-DES-LANDES	0,08
35228	PLEURUIT	0,08
35188	MONTFORT-SUR-MEU	0,07
35251	SAINT-AUBIN-D'AUBIGNE	0,06
35256	SAINT-BRIAC-SUR-MER	0,06
35040	BRETEIL	0,06
35049	CANCALE	0,06
35266	SAINT-ERBLON	0,04
35152	LIFFRE	0,02
35297	SAINT-MEEN-LE-GRAND	0,01
35168	MAURE-DE-BRETAGNE	0,002

6.6 Nouvelle méthode d'évaluation des CMA tension

La méthode de calcul des chutes de tension en BT repose sur trois fondamentaux qui permettent un calcul équitable pour déceler les faiblesses structurelles du réseau BT.

1- Equité de traitement face à la charge

L'ensemble du réseau français est étudié sous l'angle d'une charge forte, homogène, correspondant à des conditions climatiques extrêmes.

2- Insensibilité aux conditions particulières d'exploitation

Le réseau est étudié en schéma normal d'exploitation, avec un rapport de transformation haut, une chute de tension dans les branchements standardisée

3- Insensibilité aux faiblesses du réseau HTA

Les chutes de tension en HTA sont plafonnées à 5%, mettant de côté d'éventuelles faiblesses du réseau HTA qui causeraient des problèmes de tension en BT.

Sans remettre en cause ces fondamentaux, le groupe de réflexion portant sur cette méthode de calcul a conclu que des évolutions étaient nécessaires, en raison d'un contexte ayant fortement évolué depuis ses premiers développements :

- Accroissement de la qualité de la relève des index de consommation grâce aux compteurs Linky.
- Arrivée massive de la production décentralisée (non modélisée initialement, car inexistante).
- Modification du comportement des consommateurs et des usages électriques.
- Evolution des données climatiques et de la modélisation géographique de la température.
- Développement de l'outil ERABLE basé sur une architecture SI moderne, flexible et maintenue.

Il en résulte la mise en œuvre d'une nouvelle méthode d'évaluation des chutes de tension sur le réseau BT, avec des évolutions portant :

- Sur les données : La modélisation de la charge se trouve améliorée grâce à la fiabilisation de la chaîne de comptage Linky. Un travail sur les données climatiques permet également de passer de la modélisation par secteurs météo homogènes et non plus aux limites départementales.
- Sur la modélisation : La partie logicielle (SIG) évolue vers un modèle de calcul basé sur ERABLE (« calcul national »). Cette évolution permet de prendre en compte, dans le contexte de la transition énergétique, l'évolution majeure liée à la production décentralisée, mais aussi d'assurer une cohérence entre les outils de diagnostic et de développement réseau sur tous les niveaux de tension et d'améliorer la précision des calculs.

Cette nouvelle méthode a été mise en œuvre dans le cadre de l'inventaire ER 2019, résultant en une augmentation notable du nombre de CMA « tension » estimés pour l'exercice 2018. Les principaux facteurs explicatifs sont les suivants :

- La fiabilisation des historiques de consommation ainsi que les modifications apportées au modèle conduisent à des flux estimés en hausse.
- La présence de production conduit à déterminer pour la modélisation une prise « optimisée », conforme à la DTR raccordement. Dans de nombreux cas, la prise du transformateur HTA/BT est en baisse.
- Au fur et à mesure du développement de Linky, la qualité de la donnée de comptage s'accroît et la modélisation s'améliore (profils de charge).

6.7 Détail des interruptions longues BT et HTA – croisement siège/cause

Les fichiers ci-après présentent une vision détaillée des incidents année par année en croisant siège et cause, aussi bien pour les interruptions longues HTA que BT



Synthèse des incidents HTA - croisement



Synthèse des incidents BT - croisement

6.8 Caractéristiques des départs HTA – inventaire des OMT par départ

Les fichiers ci-après détaillent en particulier le nombre d'organes de manœuvre télécommandés (OMT) installé par départ, ainsi que le nombre de clients raccordés en aval de chaque départ.



B2 01 SDE 35
2018-CTL-OHTA-008

6.9 Transformateurs HTA/BT – vision détaillée



B2 06 CTL-OHTA-014 - TRANSFORMATEUR

6.10 Ouvrages collectifs de branchement – éléments d'analyse des matériels



Analyse matériel OCB.pptx

ANNEXE 2bis

RELATIVE AU VERSEMENT PAR LE GESTIONNAIRE DU RESEAU DE DISTRIBUTION A L'AUTORITE CONCEDANTE MAITRE D'OUVRAGE DE TRAVAUX DE RACCORDEMENT DE LA PART COUVERTE PAR LE TARIF (PCT)

Article 1 – Objet

1.1. La présente annexe a pour objet de préciser les modalités de versement, par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante, de la prise en charge des coûts de raccordement couverte par le TURPE lorsque l'autorité concédante est maître d'ouvrage de travaux de raccordement, en application de l'annexe 1 au cahier des charges de concession. Ce versement est équivalent à la part couverte par le tarif (PCT) dont bénéficie le gestionnaire du réseau de distribution lorsqu'il est lui-même maître d'ouvrage des travaux de raccordement.

« L'article L. 341-2 du code de l'énergie dispose 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. Ces coûts comprennent notamment (...) une partie des coûts de raccordement à ces réseaux (...), l'autre partie pouvant faire l'objet d'une contribution dans les conditions fixées aux articles L. 342-6 et suivants ».

« L'article L. 342-6 dispose que « la part des coûts de branchement et d'extension des réseaux non couverts par les tarifs d'utilisation des réseaux publics peut faire l'objet de la contribution due par le redevable défini à l'article L. 342-7 ou par les redevables définis à l'article L. 342-11. La contribution est versée au maître d'ouvrage des travaux, qu'il s'agisse d'un gestionnaire de réseau, d'une collectivité territoriale, d'un établissement public de coopération intercommunale ou d'un syndicat mixte ».

1.2. L'opération de raccordement est définie à l'article 1^{er} de l'arrêté du 28 août 2007 et valorisée selon les bordereaux de prix issus des appels d'offres lancés par l'autorité concédante.

Article 2 – Modalités de calcul et de versement de la PCT

2.1. Pour chaque opération de raccordement, l'autorité concédante transmet au gestionnaire du réseau de distribution l'étude électrique de l'opération de raccordement des travaux, accompagnée du numéro d'affaire du raccordement et d'un calcul prévisionnel de PCT, préalablement au lancement de la procédure administrative définie par l'article R. 323-25 du code de l'énergie et selon les modalités précisées aux 2.2 et 2.3 ci-après.

L'autorité concédante précise aussi au gestionnaire du réseau de distribution, le cas échéant, les travaux de renforcement inclus dans l'opération de raccordement pour lesquels elle sollicite une aide du CAS FACE.

Dans les délais impartis (15 jours), le gestionnaire du réseau de distribution peut proposer à l'autorité concédante une éventuelle solution alternative pour le raccordement, le choix de la solution revenant *in fine* à l'autorité concédante.

2.2. L'autorité concédante calcule le montant de la PCT en multipliant le coût total de l'opération de raccordement visée au 1.2 de l'article 1 de la présente annexe, correspondant au coût réel exposé des travaux et prenant en compte les frais de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre, par le taux de réfaction tarifaire fixé par l'arrêté ministériel en vigueur au moment de la demande de raccordement. La part restante du coût du raccordement représente la contribution maximale supportée par la collectivité en charge de l'urbanisme ou par le pétitionnaire.

2.3. Tous les coûts des travaux de raccordement sont inéligibles à l'assiette de calcul de la part d'investissement R2 de la redevance de concession.

2.4. Lors de la remise de l'ouvrage, l'autorité concédante fournit au gestionnaire du réseau de distribution une fiche PCT établie selon le modèle figurant à l'article 4 de la présente annexe, comportant au moins :

- le numéro d'affaire comme indiqué au 2.1 de l'article 2 de la présente annexe,
- la référence projet du gestionnaire du réseau de distribution,
- la description de l'affaire,
- les tableaux de pose et de dépose,
- le plan géo-référencé des ouvrages construits,
- les éléments nécessaires à l'immobilisation des ouvrages,
- la ou les éventuelles conventions de servitude,
- le montant de la PCT tel que défini au 2.2 de l'article 2 de la présente annexe.

2.5. L'autorité concédante fournit chaque trimestre au gestionnaire du réseau de distribution un bordereau PCT, sur le modèle figurant à l'article 4 de la présente annexe, comportant au moins :

- le numéro d'affaire comme indiqué au 2.1 de l'article 2 de la présente annexe,
- la référence projet du gestionnaire du réseau de distribution,
- le montant de la PCT tel que défini au 2.2 de l'article 2 de la présente annexe,
- la date de remise des ouvrages au gestionnaire du réseau de distribution,
- les montants relatifs aux dépenses exposées par l'autorité concédante,
- le montant de la contribution supportée par la collectivité en charge de l'urbanisme et/ou par le pétitionnaire,
- la signature du comptable public certifiant :
 - o que les factures des travaux correspondent aux dépenses exposées par l'autorité concédante pour les ouvrages de raccordement concernés,
 - o que les frais de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre correspondent aux coûts réels exposés justifiés à partir de la comptabilité de l'autorité concédante,
 - o que le montant des contributions correspondent aux titres de recette adressés aux collectivités en charge de l'urbanisme et/ou aux pétitionnaires.

2.6. Le gestionnaire du réseau de distribution réconcilie les éléments communiqués et verse la PCT à l'autorité concédante chaque trimestre.

2.7. Le gestionnaire du réseau de distribution tient le décompte des écarts calculés par opération de raccordement, entre la somme des contributions perçues par l'autorité concédante et le montant de la

PCT tel que défini au 2.2 de l'article 2 de la présente annexe, d'une part, et le coût total de l'opération de raccordement sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante, d'autre part.

A l'issue de l'exercice, le gestionnaire du réseau de distribution calcule, pour l'exercice et pour la concession, la somme des écarts définis ci-dessus et réalise un bilan annuel qu'il communique à l'autorité concédante.

Lorsque cette somme est positive, c'est-à-dire lorsque, pour la concession et l'exercice considéré, le montant total de la somme des contributions perçues par l'autorité concédante et du montant de la PCT tel que défini au 2.2 de l'article 2 de la présente annexe est supérieur au montant total des coûts totaux des opérations de raccordement, le premier versement PCT de l'exercice suivant est ajusté, à la baisse, d'un montant équivalent à cette somme.

Les éléments de ce calcul sont tenus par le gestionnaire du réseau de distribution à la disposition de l'agent de l'autorité concédante chargé du contrôle.

Article 3 – Règle de non cumul

L'autorité concédante s'engage à ne pas cumuler pour une même opération de raccordement les aides du CAS FACE et la PCT.

Article 4 – Modèles de documents

4.1. Modèle de fiche PCT

FICHE PCT <i>(PART COUVERTE PAR LE TARIF)</i>					
Nom de l'Autorité Concédante					
Numéro d'affaire de l'Autorité Concédante (AC)		Localisation des travaux	Objet des travaux		
			Adresse		
Numéro d'enregistrement du gestionnaire de réseau(1)		Localisation des travaux	Code postal	Nom de la commune	
			Code INSEE de la commune	Cette affaire a-t-elle donné lieu à des travaux hors du champ du raccordement (O/N) ?	
Si Oui, préciser la nature et le coût des travaux réalisés:					
Date de remise des ouvrages au gestionnaire de réseau (jj/mm/aaaa) (2) :	Coûts réels exposés de l'opération de raccordement en € H.T. (a) :				
	Taux de Maîtrise d'œuvre et Maîtrise d'ouvrage... (b) :				
	Coût total de l'opération de raccordement en € H.T. (a+b) :				
Documents à envoyer à Enedis			Plan géoréférencé des ouvrages construits		
Les éléments nécessaires à l'immobilisation des ouvrages remis au concessionnaire doivent être annexés au présent bordereau. Il s'agit des documents suivants :			Les tableaux de pose et de dépose		
			Eléments nécessaires à l'immobilisation des ouvrages		
			La ou les éventuelles conventions de servitude		
Chiffrage de l'opération de raccordement dans l'étude électrique en € H.T., avec éventuelle mise à jour dans le projet d'exécution art. 2 1 bis :		Longueur du raccordement en mètres :	Taux de réfaction tarifaire applicable 2 :		
Si écart entre 1 et 1 bis supérieur à 10%, en donner les explications :					
			PCT demandée par l'autorité concédante en € : (1+2)		
Date d'établissement du bordereau (jj/mm/aaaa)					
Nom et signature du représentant de l'autorité concédante maître d'ouvrage :					

(1) : saisie de l'autorité concédante quand l'identifiant Enedis été communiqué en phase d'étude (2) : correspond à la date de mise en exploitation de l'ouvrage par le concessionnaire

Nota : Les cellules à fond bleu et blanc se remplissent automatiquement après saisie de l'ensemble des éléments du dossier dans les cellules à fond vert.

Envoyé en préfecture le 16/12/2021

Reçu en préfecture le 16/12/2021

Affiché le

ID : 035-200050425-20211210-C_CONCESSION-CC

ANNEXE 2C

Schéma directeur des investissements (SDI)

Sommaire

1.	Préambule	3
2.	Synthèse du diagnostic technique.....	4
3.	Les ambitions portées par le Schéma Directeur et les leviers associés	6
3.1	Qualité de desserte et réactivité	7
3.1.1	Maintenir un haut niveau de qualité de desserte	7
3.1.2	Assurer la sûreté d'alimentation des zones urbaines denses.....	8
3.1.3	Renforcer la réactivité des réseaux en cas d'incident HTA.....	9
3.1.4	Finaliser le déploiement du régime de neutre compensé.....	9
3.2	Moderniser et pérenniser les réseaux.....	10
3.2.1	Sécuriser le réseau BT aérien par le renouvellement des fils nus	10
3.2.2	Assurer durablement la performance du réseau aérien HTA.....	11
3.2.3	Renouveler les réseaux souterrains HTA de type CPI.....	12
3.2.4	Maintenir sous surveillance les réseaux souterrains BT de technologie ancienne et prioriser leur renouvellement.....	12
3.2.5	Améliorer la connaissance du patrimoine sur les branchements collectifs	13
3.2.6	Renforcer la résilience des réseaux face au risque d'inondation et de submersion marine	13
3.2.7	Traitement des transformateurs contenant du PCB.....	14
3.3	Accompagner la transition énergétique, le développement économique et l'évolution des usages en lien avec l'aménagement du territoire	14
3.3.1	Accompagner la transition énergétique	14
3.3.2	Accompagner les orientations de développement sur le territoire de la concession	14
3.4	Synthèse des leviers et valeurs repères associées.....	15

1. Préambule

Conformément à l'Article 11 du nouveau modèle de cahier des charges de concession, 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 du territoire de la concession, incluant le renouvellement des ouvrages. Le dispositif se décline comme suit :

- un schéma directeur des investissements correspondant à une vision de long terme (désigné ci-après « schéma directeur ») ;
- des programmes pluriannuels d'investissements ciblés sur des zones ou objets prioritaires et contribuant aux ambitions du schéma directeur (désignés « programmes pluriannuels »)
- un programme annuel des investissements du gestionnaire du réseau de distribution et de l'autorité concédante en déclinaison de chacun des programmes pluriannuels (désignés « programme annuel »)

Le présent document traite uniquement du schéma directeur portant sur les priorités d'investissement 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.

La qualité des échanges a permis de définir conjointement, sur la base du diagnostic partagé qui en constitue la donnée d'entrée, le socle d'ambitions partagées du schéma directeur des investissements ainsi que les moyens pour y parvenir. Pour rappel les définitions des différents termes sont les suivantes :

- **Ambition** : cible commune de ce qui doit être accompli sur la concession
- **Levier** : action concrète visant à réaliser les ambitions et tendre vers les valeurs repères définies conjointement
- **Valeur repère** : traduction chiffrée de l'ambition permettant d'orienter les choix d'investissement ciblés
- **Indicateur** : représentation mesurable de l'état des actions
- **État des lieux** : situation mesurée au départ qui recouvre un ensemble de données et d'analyses

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution ont ainsi pour **ambition de maintenir durablement un haut niveau de qualité afin d'accompagner le développement économique et la transition énergétique de l'Ille-et-Vilaine, en poursuivant la modernisation, la pérennisation et le développement ou l'adaptation du réseau de distribution public.**

Cette ambition générale est déclinée en leviers d'actions, dans une logique de maintien dans la durée de la performance et de la fiabilité du patrimoine concédé, permettant de tendre vers des valeurs repères.

L'ambition relative à la transition énergétique du territoire, laquelle s'inscrit pleinement dans ce schéma directeur, est déclinée en actions particulières détaillées en application de l'article 13 de l'annexe 1.

Les modalités de suivi et de révision du présent schéma directeur, ainsi que d'élaboration, de suivi et d'évaluation des programmes pluriannuels et annuels, sont précisées dans l'annexe 2A du cahier des charges de concession.

2. Synthèse du diagnostic technique

Le diagnostic technique sur le territoire de la concession a été élaboré conjointement par le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante. Il constitue l'annexe 2B au cahier des charges de concession, et sera réactualisé dans le cadre des travaux préalables à l'élaboration de chaque PPI suivant (dans les conditions décrites en annexe 2A).

Le diagnostic initial a été réalisé à partir des données de qualité de fourniture (Décret Qualité, Critère B, liste des incidents HTA et BT) et des données patrimoniales (longueurs de réseaux / quantités d'ouvrages par typologie) à fin 2018 et sur un historique de 6 ans.

Ce diagnostic est ainsi constitué :

- d'une description physique du patrimoine de la concession,
- d'une présentation de la performance du réseau,
- d'une présentation des programmes de travaux entrepris par le gestionnaire du réseau de distribution sur la concession,
- d'une analyse par le gestionnaire du réseau de distribution et le concédant des forces et fragilités du réseau,
- des conclusions de cette analyse partagée en termes d'opportunités à saisir et de points de vigilance à retenir.

Le diagnostic technique initial (Annexe 2B) a mis en évidence les **principales forces** du réseau public de distribution de la concession, à savoir :

- **Un haut niveau de qualité de fourniture**, illustré notamment par un critère B Hix hors RTE de 58 min en moyenne sur la période 2013-2018, qui s'explique essentiellement par la **performance du réseau** :
 - o Un faible taux d'incident du réseau HTA, souterrain comme aérien.
 - o Un faible taux d'incident des réseaux BT souterrains et aériens torsadés.
 - o Un programme de maintenance et d'élagage volontariste permettant de réduire et juguler le nombre d'incidents aériens pour cause « climatique » ou « bois ».

Il a aussi révélé les **principales faiblesses** du réseau concédé :

- Certaines typologies de réseau présentent une vulnérabilité particulière :
 - o Réseaux **files nus BT**, exposés et dont le taux d'incident est 15 fois supérieur à celui observé sur les réseaux torsadés. Des linéaires de files nus importants en zone rurale comme en zone urbaine¹ (resp. 20% et 36% du linéaire BT aérien global)
 - o Réseaux **CPI HTA**, qui présentent un taux d'incident inférieur à la moyenne nationale observée, mais qui reste 5 fois supérieur à celui constaté sur les technologies synthétiques.

La connaissance de la localisation des câbles CPI BT est à améliorer dans le cadre des prochains diagnostics techniques afin de mieux anticiper ses éventuelles faiblesses.

¹ Dans le présent document les termes « rural et urbain » s'entendent au sens du FACE

Des forces du réseau identifiées au terme du diagnostic partagé, les Parties ont identifié les **opportunités** ci-après :

- Mettre à profit les apports du **déploiement de la technologie Linky et des SmartGrids** pour moderniser la gestion du réseau.
- **Consolider l'inventaire** pour certains ouvrages :
 - o Équipements de poste – mettre à profit la pose effective des concentrateurs Linky pour enrichir la connaissance de ces ouvrages
 - o Colonnes montantes – projet de localisation en cours de réalisation par le gestionnaire du réseau de distribution ;
- Assurer le suivi des **hypothèses de croissance et d'évolution des consommations et des productions** pour accompagner le développement du territoire (nouveaux usages, grands projets, capacités d'accueil)

Des fragilités observées au terme du diagnostic partagé, les Parties retiennent les **points de vigilance et enjeux** suivants :

- Le gestionnaire du réseau de distribution continuera de s'attacher à :
 - o **Préserver la réactivité au quotidien** face aux incidents HTA en maintenant en conditions opérationnelles les OMT et ILD.
 - o **Maintenir sous surveillance les réseaux souterrains BT d'ancienne génération**, notamment au travers d'analyses statistiques de type « Big Data ».
 - o Pérenniser le **programme de maintenance et de rénovation programmée du réseau**, pour conserver un haut niveau de fiabilité des réseaux.
- L'autorité concédante souligne deux points :
 - o Compte tenu du vieillissement continu des ouvrages, une vigilance sera à assurer quant au **maintien, voire à l'optimisation, des taux d'incidents** relevés dans le diagnostic technique.
 - o S'agissant des **colonnes montantes**, sur la base de l'inventaire descriptif effectué par le gestionnaire du réseau de distribution, des investissements à moyen et long terme seront à prévoir.

3. Les ambitions portées par le Schéma Directeur et les leviers associés

Le schéma directeur porte l'ambition principale suivante :

Maintenir durablement un haut niveau de qualité afin d'accompagner le développement économique et la transition énergétique de l'Ille-et-Vilaine, en poursuivant la modernisation, la pérennisation et le développement ou l'adaptation du réseau de distribution publique.

Cette ambition générale se décline selon les axes principaux suivants :

- Assurer durablement une **desserte de qualité**, ainsi qu'une **plus grande réactivité** en cas d'incidents HTA
- **Garantir la sûreté d'alimentation des Zones Urbaines Denses**, dont l'agglomération rennaise
- **Sécuriser et moderniser le réseau BT**
- **Pérenniser et moderniser le réseau HTA** pour maintenir un haut niveau de fiabilité
- **Favoriser la transition énergétique des territoires** en tenant compte des enjeux liés à la maîtrise de l'énergie, au développement des énergies renouvelables et des nouveaux usages dont la mobilité électrique
- **Partager sur le développement local et les projets d'aménagement territoriaux** afin d'optimiser les investissements sur le réseau

En déclinaison des ambitions et valeurs repères du SDI, tout en maximisant l'efficacité des engagements successifs, les PPI seront établis sur des zones géographiques et/ou objets techniques priorisé/es au regard d'un diagnostic complet actualisé. Celui-ci reprendra l'ensemble des thématiques abordées ci-après ainsi que d'autres éventuels objets ou zones qui auraient pu être identifiés à l'occasion de l'actualisation du diagnostic, conformément à l'article 2.1 de l'annexe 2A. Chaque PPI précisera les cibles de réalisation technique, ainsi que le périmètre des investissements.

3.1 Qualité de desserte et réactivité

L'ensemble des leviers décrits dans le présent Schéma Directeur des Investissements, et porté conjointement par l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution, contribue à assurer durablement un haut niveau de qualité de fourniture pour les clients de la concession.

Dans ce cadre, le gestionnaire du réseau de distribution **s'engage en premier lieu à respecter durablement et a minima les seuils définis par le décret relatif à la qualité de l'électricité sur la durée du contrat.**

3.1.1 Maintenir un haut niveau de qualité de desserte

3.1.1.1 Qualité de desserte à l'échelle de la concession

La qualité de desserte sur le territoire de la concession sera mesurée au moyen du temps moyen de coupure annuel par client BT, désigné sous l'appellation de « critère B ». Cette évaluation sera ainsi basée sur le **critère B hors évènements exceptionnels, hors RTE, moyenné sur 4 années glissantes**, calculé à la maille de la concession.

Valeur repère :

Sur la durée du contrat, le gestionnaire du réseau de distribution ambitionne de **maintenir à minima le niveau actuel du critère B Hix hors RTE moyenné sur 4 années glissantes²**. Ce niveau est de 57 min sur la période 2015-2018 (cf. diagnostic technique).

3.1.1.2 Qualité de desserte des pôles urbains majeurs

La qualité de desserte sera également mesurée de manière spécifique sur les « **pôles urbains majeurs** » qu'abrite le territoire de la concession, de la même manière au travers du critère B Hix hors RTE.

La liste des communes composant ces « pôles urbains majeurs », établie conjointement avec l'autorité concédante sur la base de critères objectifs³, est la suivante :

- Rennes, Cesson-Sévigné, Bruz, Saint-Jacques-de-la-Lande, Chantepie, Saint-Grégoire
- Saint-Malo, Dinard
- Fougères
- Vitré

² A mode de calcul inchangé

³ Communes de plus de 10 000 habitants et présentant une densité de population supérieure à 500 hab./km² (données INSEE 2018)

Valeur repère :

Sur la durée du contrat, Enedis ambitionne de **maintenir sous les 30 minutes le critère B Hix hors RTE⁴ calculé à la maille de ces pôles urbains majeurs, moyenné sur 4 années glissantes.**

3.1.1.3 Qualité de desserte – identification des communes en écart de qualité

Le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante portent conjointement l'ambition d'assurer à toutes les communes d'Ille-et-Vilaine le maintien d'un bon niveau de qualité. Les Parties porteront ainsi attention aux communes, en particulier rurales, se situant en écart de qualité.

Dans cette optique, à l'issue de chaque PPI, les Parties conviennent d'analyser conjointement le niveau de critère B incidents Hix moyen sur 4 ans de chaque commune, et l'historique incident des communes qui se situeraient en écart de qualité. Les résultats de cette analyse permettront d'identifier les éventuelles actions correctrices à mettre en œuvre, en cohérence avec les dispositions l'article 3.4.2 de l'annexe 2A.

A titre indicatif, une attention particulière pourra être apportée aux communes dont le critère B incident Hix moyen est supérieur à 120 min, et ayant dépassé ce seuil au moins deux fois sur un historique de 4 ans.

3.1.2 Assurer la sûreté d'alimentation des zones urbaines denses

Le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre à l'échelle nationale un programme dit « Zones Urbaines Denses » (ZUD). Ce programme, dont le plan d'action s'échelonne jusqu'en 2025, vise à garantir un haut niveau de sûreté d'alimentation pour les grandes agglomérations en cas d'incident majeur sur un poste source.

L'application de ce programme concerne ainsi l'agglomération de Rennes, et s'est traduit par un important programme d'investissements. Les aboutissements les plus significatifs en sont la construction des postes sources de la Barre Thomas et de Tizé, respectivement à l'Ouest et au Nord-Est de la ville de Rennes, désormais mis en service.

Valeur repère :

Afin d'assurer de manière pérenne la sûreté d'alimentation des zones urbaines denses, en particulier de l'agglomération rennaise, le gestionnaire du réseau de distribution maintiendra les garanties suivantes en cas d'incident majeur poste source :

- **Un minimum de 40% de la puissance coupée reprise par manœuvres télécommandées sur le réseau HTA**

⁴ Critère B Hix hors RTE « pôles urbains majeurs » = $\frac{\text{Somme des NT sur l'année des communes des pôles urbains majeurs}}{\text{Nombre de clients des communes des pôles urbains majeurs}}$

- **Une reprise progressive de l'alimentation des poches coupées par manœuvres sur le terrain et par la mise en place ciblée de groupes électrogènes**

Ces indicateurs à la maille ZUD seront suivis dans le cadre de l'actualisation du diagnostic technique, en lien avec l'élaboration des PPI successifs. A l'issue du PPI, les incidents significatifs intervenus sur les Postes Sources en Zone Urbaine Dense seront analysés pour identifier les éventuelles actions correctrices.

3.1.3 Renforcer la réactivité des réseaux en cas d'incident HTA

Le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante souhaitent poursuivre les actions **d'amélioration de la réactivité en cas d'incident** sur le réseau HTA, facteur clé de la qualité de desserte et de la sûreté d'alimentation.

En effet, pour accompagner les Fonctions Avancées de Conduite (FAC ou automatisation des manœuvres sur le réseau HTA en cas d'incident), et pour réduire les temps de coupure subis par les clients lors d'incidents HTA, le gestionnaire du réseau de distribution mène depuis plusieurs années une **politique de pose d'Organes de Manœuvres Télécommandés (OMT)** sur le réseau HTA aérien et souterrain. Ces OMT permettent à l'Agence de Conduite Régionale de réalimenter à distance les clients se trouvant en dehors de la poche concernée par le défaut (une poche = réseau entre 2 OMT).

Des **objectifs quantifiés de pose d'OMT** seront indiqués dans les **PPI successifs** pris en application du présent schéma directeur.

3.1.4 Finaliser le déploiement du régime de neutre compensé

Le gestionnaire du réseau de distribution mène une action de modernisation de l'architecture des réseaux HTA de la concession au travers du programme MALTEN (mise à la terre des neutres). Ce programme consiste en un déploiement du régime de neutre compensé sur l'ensemble des postes sources alimentant les réseaux HTA de l'Ille-et-Vilaine.

L'ambition de ce programme est double :

- Renforcer la protection des biens et des personnes en limitant les montées en potentiel, problématique de plus en plus prégnante avec le développement des réseaux souterrains
- Contribuer à l'optimisation de la qualité de fourniture en diminuant le nombre de coupures très brèves

Valeur repère :

Le gestionnaire du réseau de distribution prévoit de **finaliser le déploiement du régime de neutre compensé sur l'ensemble des réseaux HTA de la concession durant la première moitié du contrat.**

3.2 Moderniser et pérenniser les réseaux

3.2.1 Sécuriser le réseau BT aérien par le renouvellement des fils nus

Le réseau Basse Tension de la concession comporte une part significative de tronçons en fils nus. Le stock s'élevait ainsi à 2022 km fin 2018⁵, dont 815 km en commune urbaine et 1207 km en commune rurale⁶. Ces ouvrages sont particulièrement vulnérables, tant du point de vue de ce volume important que de leur exposition aux aléas climatiques, et représentent une des fragilités majeures pointées par le diagnostic technique.

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution portent conjointement une ambition forte quant à la résorption et au renouvellement de ces réseaux aériens BT fils nus.

Valeur repère à 25 ans :

- L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution **s'engagent à résorber la quasi-totalité des réseaux fils nus BT relevant de leur maîtrise d'ouvrage respective**, à l'exception des hypothèses listées ci-après.

Il convient en effet de tenir compte de cas particuliers listés ci-après, dans lesquels la résorption de la totalité des tronçons en fils nus pourrait ne pas être atteinte :

- Non-obtention de l'autorisation de l'ouverture de voirie et absence de solution alternative.
- Non-obtention de l'autorisation de travaux en cas de passage en domaine privé et absence de solution alternative.
- Relief ou topologie spécifique (grande déclivité p.ex.) ne permettant pas de mettre en œuvre une autre solution à coût acceptable.

Les parties viseront à ce que l'ensemble de ces situations exceptionnelles n'excède pas dans la mesure du possible un linéaire de 40 km de fils nus en zone urbaine et 60 km en zone rurale.

Point de passage intermédiaire :

En complément de la valeur repère, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante visent de résorber **durant la première moitié du contrat** :

- **360 km** sur les communes urbaines
- **500 km** sur les communes rurales

⁵ Stock à fin 2020 : 753 km en urbain, 1000 km en rural

⁶ Dans le présent document les termes « rural et urbain » s'entendent au sens du FACE

3.2.2 Assurer durablement la performance du réseau aérien HTA

L'ambition de maintien du haut niveau de fiabilité des réseaux aériens HTA sera assurée par la mise en œuvre par le gestionnaire du réseau de distribution de trois leviers principaux :

- Pérennisation du programme de maintenance et d'élagage de ces réseaux.
- Intensification du programme de « rénovation programmée » visant à pérenniser des réseaux HTA aériens pour maintenir durablement la qualité au quotidien.
- Traitement ciblé des réseaux HTA aériens les plus sensibles aux aléas climatiques pour améliorer la résilience du réseau.

3.2.2.1 Pérennisation du programme de maintenance et d'élagage

Au-delà des investissements ciblés entrepris, les programmes d'élagage et de maintenance des réseaux aériens HTA mises en œuvre par le gestionnaire du réseau de distribution, basés sur des cycles de visite réguliers des lignes, apportent une contribution essentielle au haut niveau de fiabilité des réseaux aériens mis en évidence par le diagnostic technique, et à la qualité de desserte au quotidien.

Le gestionnaire du réseau de distribution entend ainsi **pérenniser sa politique d'élagage et de maintenance** de ces réseaux dans la poursuite de cette ambition.

3.2.2.2 Rénovation programmée des réseaux HTA aériens pérennes

Le programme de rénovation programmée consiste, en se basant sur une analyse précise de l'état de l'ouvrage considéré, à rénover tout ou partie des accessoires aériens (pièces d'usure ou composants en cours de dégradation), pour assurer un niveau de fiabilité proche du neuf aux réseaux aériens HTA pérennes.

Valeur repère et point de passage intermédiaire :

L'ambition d'Enedis est de **pérenniser a minima 2300 km de réseaux HTA aériens par des opérations de Rénovation Programmée sur la durée du contrat, dont 1000 km traités durant la première moitié du contrat.**

Le programme de rénovation programmée des réseaux aériens HTA, qui succède au programme de prolongation de durée de vie (PDV) mis en œuvre depuis 2013, est en phase de démarrage et de montée en puissance. Afin d'atteindre l'ambition forte fixée dans ce schéma directeur des investissements, le gestionnaire du réseau de distribution entend intensifier fortement cette démarche de pérennisation des réseaux.

3.2.2.3 *Sécurisation des réseaux aériens HTA sensibles aux aléas climatiques, afin de renforcer leur résilience*

Le gestionnaire de réseau de distribution entend poursuivre ses actions d'identification des réseaux potentiellement exposés aux aléas climatiques afin le cas échéant de les traiter et ainsi renforcer la résilience du réseau de distribution électrique.

Bien que le territoire de l'autorité concédante ne soit que modérément exposé aux événements climatiques intenses, les analyses menées par le gestionnaire du réseau de distribution font néanmoins état d'un stock de 273 km de réseaux aériens HTA potentiellement sensibles aux aléas climatiques (zones boisées, exposition aux vents forts, ou tronçons de faible section).

Valeur repère et point de passage intermédiaire :

En complément de l'action volontariste de pérennisation des réseaux HTA aériens, le gestionnaire du réseau de distribution ambitionne de **sécuriser un total de 75 km de réseaux aériens HTA identifiés par le « Plan Aléas Climatiques » sur la durée du contrat, dont 40 km durant la première moitié du contrat.**

Ce volume vise à couvrir en premier lieu les tronçons présentant les vulnérabilités les plus importantes, et pouvant occasionner le plus fort impact clientèle en cas de coupure sur incident.

3.2.3 Renouveler les réseaux souterrains HTA de type CPI

Valeur repère et point de passage intermédiaire :

Sur les 137 km de réseau identifiés dans le cadre du diagnostic technique, le gestionnaire du réseau de distribution envisage de **renouveler 100 km des réseaux souterrains de type CPI HTA sur la durée du contrat, dont 40 km durant la première moitié du contrat.**

Afin de prioriser le renouvellement des câbles CPI HTA en zone urbaine, le gestionnaire du réseau de distribution poursuivra sa politique de renouvellement volontariste des tronçons les plus incidentogènes ou susceptibles de générer des incidents, en s'appuyant notamment sur les analyses statistiques de type « Big Data ». Ces analyses et leur méthode d'élaboration seront partagées avec l'autorité concédante lors des actualisations du diagnostic technique.

Le gestionnaire du réseau de distribution étudiera par ailleurs toute opportunité de renouvellement de réseaux CPI HTA résultant de travaux d'aménagement de voirie, en coordination avec les projets des collectivités locales et des autres concessionnaires. Pour cela, le gestionnaire du réseau de distribution analysera la nature des travaux engagés (travaux de structure susceptibles d'endommager les câbles, ou de surface) ainsi que l'environnement des travaux (rue piétonne/pavée, accessibilité difficile, sensibilité du lieu...) afin de statuer sur l'opportunité d'un renouvellement.

3.2.4 Maintenir sous surveillance les réseaux souterrains BT de technologie ancienne et prioriser leur renouvellement

De la même manière que pour les réseaux CPI HTA, les réseaux souterrains BT d'ancienne génération (technologies à Papier Imprégné ou à Neutre Périphérique) font l'objet d'une surveillance particulière, reposant notamment sur une analyse statistique de type « Big Data ». Cette méthode vise ainsi à

identifier les tronçons les plus sensibles, pour anticiper et prioriser leur renouvellement. Cette analyse et sa méthode d'élaboration seront partagées avec l'autorité concédante lors des actualisations du diagnostic technique.

Le gestionnaire du réseau de distribution maintiendra cette démarche de surveillance et de priorisation du renouvellement des réseaux souterrains BT d'ancienne génération, tenant compte de l'incidentologie observée et des caractéristiques des réseaux souterrains BT. Ainsi, si cette technologie de réseau devenait incidentogène, le gestionnaire du réseau de distribution prendrait les mesures appropriées pour procéder à leur renouvellement de manière ciblée.

Dans le cas d'aménagements urbains, comme pour les tronçons CPI HTA, le gestionnaire du réseau de distribution étudiera toute opportunité de renouvellement de réseaux CPI BT en coordination avec les projets des collectivités locales et des autres concessionnaires. Pour cela, le gestionnaire du réseau de distribution analysera la nature des travaux engagés (travaux de structure susceptibles d'endommager les câbles, ou de surface) ainsi que l'environnement des travaux (rue piétonne/pavée, accessibilité difficile, sensibilité du lieu...) afin de statuer sur l'opportunité d'un renouvellement et d'une coordination de travaux.

3.2.5 Améliorer la connaissance du patrimoine sur les branchements collectifs

En application de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales dans sa version issue de l'article 153 de la Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 *relative à la transition énergétique pour la croissance verte* (LTE-CV), le gestionnaire du réseau de distribution a mené un inventaire des branchements en exploitation. Celui-ci lui a permis, notamment, d'améliorer sa connaissance du patrimoine sur les branchements collectifs (« colonnes montantes »).

Sur la base de cet inventaire, les actions du gestionnaire du réseau de distribution quant aux branchements collectifs porteront sur :

- La réalisation du diagnostic des colonnes montantes identifiées à risque,
- La mise en œuvre, le cas échéant, par le biais des PPI successifs élaborés avec l'autorité concédante, des actions appropriées sur la base des diagnostics précités.

Par ailleurs, dans le cadre de l'actualisation du diagnostic technique prévue lors de l'élaboration de chaque PPI successif, le gestionnaire du réseau de distribution réalisera une analyse particulière sur cette catégorie d'ouvrage, qui fera l'objet d'un échange avec l'autorité concédante.

3.2.6 Renforcer la résilience des réseaux face au risque d'inondation et de submersion marine

Sur la durée du contrat, le risque d'inondation et de submersion marine devrait s'accroître sous les effets du changement climatique. Il est ainsi nécessaire d'évaluer et renforcer la résilience des réseaux face à ces risques pour maintenir la qualité de desserte dans le temps.

Le gestionnaire du réseau de distribution réalisera ainsi, au cours du premier PPI, un diagnostic de vulnérabilité des ouvrages électriques face au risque d'inondation et de submersion marine.

En s'appuyant sur ce diagnostic, le gestionnaire du réseau de distribution étudiera conjointement avec l'autorité concédante les éventuelles actions à entreprendre pour faciliter la gestion de crise et intégrera le cas échéant dans les PPI suivants les éventuels programmes de sécurisation des postes jugés à risque

Il est à noter que des actions sont d'ores et déjà à l'œuvre de la part du gestionnaire du réseau de distribution en réponse à ces risques, comme l'expérimentation de capteurs « Dino » (système d'alerte et suivi en cas de montée des eaux dans un poste HTA/BT), ou l'analyse des schémas de réseau pour être en mesure d'isoler le risque et préserver les alimentations principales en cas d'inondation ou submersion marine.

3.2.7 Traitement des transformateurs contenant du PCB

Conformément à la législation, le gestionnaire du réseau de distribution traitera l'ensemble des transformateurs HTA/BT pollués au Polychlorobiphényle (PCB), selon les échéances suivantes :

- Traitement de l'ensemble des transformateurs situés sur poteau (postes H61) à l'horizon 2025 (NB : stock de 291 unités fin 2018). Par ailleurs l'ensemble des transformateurs situés dans les postes cabines ont été traités (NB : stock de 23 unités à fin 2018)

3.3 Accompagner la transition énergétique, le développement économique et l'évolution des usages en lien avec l'aménagement du territoire

3.3.1 Accompagner la transition énergétique

La feuille de route en matière d'accompagnement de la transition énergétique sera précisée au travers de conventions spécifiques pluriannuelles conclues entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution, comme prévu à l'article 13 de l'annexe 1 du cahier des charges de concession.

Les thématiques de travail identifiées pour les prochaines années sont en particulier les suivantes :

- Développement des énergies renouvelables.
- Maîtrise de la demande en énergie.
- Accompagnement du développement de la mobilité électrique.

3.3.2 Accompagner les orientations de développement sur le territoire de la concession

Tout au long de la durée du contrat, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution étudieront, en lien étroit, les orientations des besoins des usagers raccordés au réseau public de distribution d'électricité, tant pour leurs besoins en consommation que pour leurs besoins en injection qui seront croissants dans le cadre de la transition énergétique et du développement des nouveaux usages.

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution conviennent ainsi d'un suivi régulier, dont les modalités sont précisées dans l'annexe 2A du cahier des charges de concession.

3.4 Synthèse des leviers et valeurs repères associées

Ambitions	Leviers	Etat des lieux	Valeurs repères à 25 ans ⁷	Précisions / Définition de la valeur repère suivie
Qualité de desserte et réactivité	QR1 Maintenir un haut niveau de qualité mesuré au travers du critère B Hix hors RTE moyenné sur 4 ans glissants	57 min en moyenne sur la période 2013-2018	<ul style="list-style-type: none"> -A l'échelle de la concession : Maintien a minima du niveau actuel -A l'échelle des « pôles urbains majeurs » Maintien sous les 30 minutes 	Temps moyen de coupure annuel par client, hors événement exceptionnel, hors coupure en amont des sources (RTE).
	QR2 Assurer à toutes les communes d'Ille-et-Vilaine, notamment les plus rurales, le maintien d'un bon niveau de qualité, en portant attention aux communes identifiées en écart.	Etat des lieux établis lors du 1 ^{er} PPI	Critère suivi sur la durée : Critère B incident Hix moyen sur 4 ans par commune <i>A titre indicatif, une attention particulière sera portée aux communes dont cette moyenne dépasse les 120 min, et ayant dépassé ce seuil plus de deux fois sur l'historique 4 ans</i>	Analyse menée lors de l'élaboration de chaque PPI en cohérence avec les dispositions de l'article 3.4.2 de l'annexe 2A
	QR3 Garantir la sûreté d'alimentation des zones urbaines denses en cas d'incident majeur poste source	Programme « ZUD » mené à son terme pour l'agglomération rennaise avec la mise en service des postes de Tizé et Barre Thomas	Garanties en cas d'incident majeur source : <ul style="list-style-type: none"> - un taux de réalimentation minimum de 40% de la puissance par manœuvres télécommandées - Reprise progressive des poches coupées par manœuvre terrain et mise en place ciblée de groupes électrogènes 	Suivi de ces indicateurs et analyse des événements significatifs survenus partagés lors de l'actualisation du diagnostic technique en amont de l'élaboration de chaque PPI
	QR4 Renforcer la réactivité des réseaux en cas d'incident HTA	2844 OMT en service	Volume d'OMT à poser à définir dans chaque PPI	Enedis analysera les caractéristiques des poches du réseau pour prioriser d'OMT sur les départements HTA
	QR5 Finaliser le déploiement du régime de neutre compensé sur le réseau HTA	17 postes sources restant à traiter en partie ou en totalité	Totalité des postes sources traités durant la première moitié de la durée du contrat	Programme « MALTEN »

⁷ A méthode de calcul inchangé

JPL
Je
01

Ambitions	Leviers	Etat des lieux au 31/12/2018	Valeurs repères à 25 ans	Points de passage à 12 ans	Précisions / Définition de la valeur repère suivie
Moderniser et pérenniser les réseaux	MP1 Sécuriser le réseau aérien BT par le renouvellement des fils nus sur le territoire de la concession	815 km en urbain ⁸ 1207 km en rural	Quasi-totalité du stock renouvelé sur le territoire de la concession	En urbain : 360 km renouvelés En rural : 500 km renouvelés	Action prioritaire sur les tronçons de faibles sections, endommagés ou incidentogènes Stock maximal en fin de contrat : 100 km (40 en urbain et 60 en rural)
	Assurer durablement la performance du réseau HTA aérien	Stock HTA aérien: 7 604 km <i>PDV/Rénovation programmée réalisée : 210 km depuis 2013</i>	2300 km renouvelés	1000 km renouvelés	Les actions de rénovation programmée consistent à intervenir sur tout ou partie des accessoires des lignes aériennes HTA ciblées sur la base d'une auscultation précise.
	MP3 Sécurisation des réseaux HTA sensibles aux aléas climatiques	273 km de réseaux aériens HTA identifiés « PAC »	75 km sécurisés	40 km sécurisés	Action ciblée sur les tronçons les plus exposés et générateurs de non-qualité
	MP4 Renouveler les réseaux souterrains CPI HTA	137 km	100 km renouvelés	40 km renouvelés	Application des critères de priorisation d'Enedis pour cibler les renouvellements, s'appuyant notamment sur l'incidentologie observée (analyse Big Data)
	MP 5 Maintenir sous surveillance les réseaux souterrains BT d'ancienne génération (CPI ou NP) pour prioriser leur renouvellement	60 km Selon estimations présentées dans l'article 2.2 de l'annexe 2B	Pas d'objectif quantifié		Analyse du renouvellement des tronçons souterrains d'ancienne génération afin de saisir les opportunités de coordination des travaux de voirie se présentant

⁸ Dans le présent document les termes « rural et urbain » s'entendent au sens du FACE
 Cahier des charges de concession – SDE 35- Annexe 2 C- SDI

JPL 10



ANNEXE 2D

MISE EN ŒUVRE DU SCHEMA DIRECTEUR D'INVESTISSEMENT :
PROGRAMME PLURIANNUEL D'INVESTISSEMENT
Période 2022-2025

Préambule

Le présent document a pour objet de définir les modalités d'application de l'article 11 du cahier des charges de concession pour la mise en œuvre du Schéma Directeur d'Investissement (SDI) décliné en Programmes Pluriannuels d'Investissement (PPI).

A partir du diagnostic technique du réseau et des ambitions portées par le Schéma Directeur des Investissements de la concession, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution élaborent de façon concertée des Programmes Pluriannuels d'Investissement par périodes successives de 4 ans, à concurrence de la durée résiduelle du contrat de concession.

Le Programme Pluriannuel d'Investissement définit les priorités de la période :

- Portant sur des zones localisées et précises du territoire de la concession, et/ou sur des objets techniques précis,
- Avec des quantités d'ouvrages à renouveler, moderniser ou construire pour les besoins de développement du réseau.

Il intègre les réalisations du gestionnaire du réseau de distribution et de l'autorité concédante, par catégorie d'ouvrages, en fonction de la répartition de la maîtrise d'ouvrage retenue dans l'annexe 1 du cahier des charges de concession.

Il fait l'objet d'un engagement financier du gestionnaire du réseau de distribution sur l'ensemble des opérations retenues pour la période de 4 ans.

Le Programme Pluriannuel d'Investissement sera décliné chaque année dans des programmes annuels.

Le Programme Pluriannuel porte sur des zones et/ou objets identifiés comme prioritaires, il ne représente pas l'intégralité des investissements à venir sur la concession, en matière de localisation, de volume et de finalités. Il ne préjuge pas notamment des investissements liés aux opérations de raccordement.

Le premier Programme Pluriannuel, établi pour une période de 4 ans, allant du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2025 est l'objet de la présente annexe.

Les modalités de suivi du présent PPI et d'élaboration des PPI suivants sont définies par l'annexe 2A du contrat de concession.

Article 1 - Zones et objets prioritaires pour le présent PPI

1) Zones prioritaires

La définition des communes prioritaires a été réalisée conformément à la méthode d'identification des communes dites « en écart qualité » retenue par l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution et inscrite au Schéma Directeur des Investissements dont le présent PPI est la déclinaison. Cette méthode permet ainsi d'identifier :

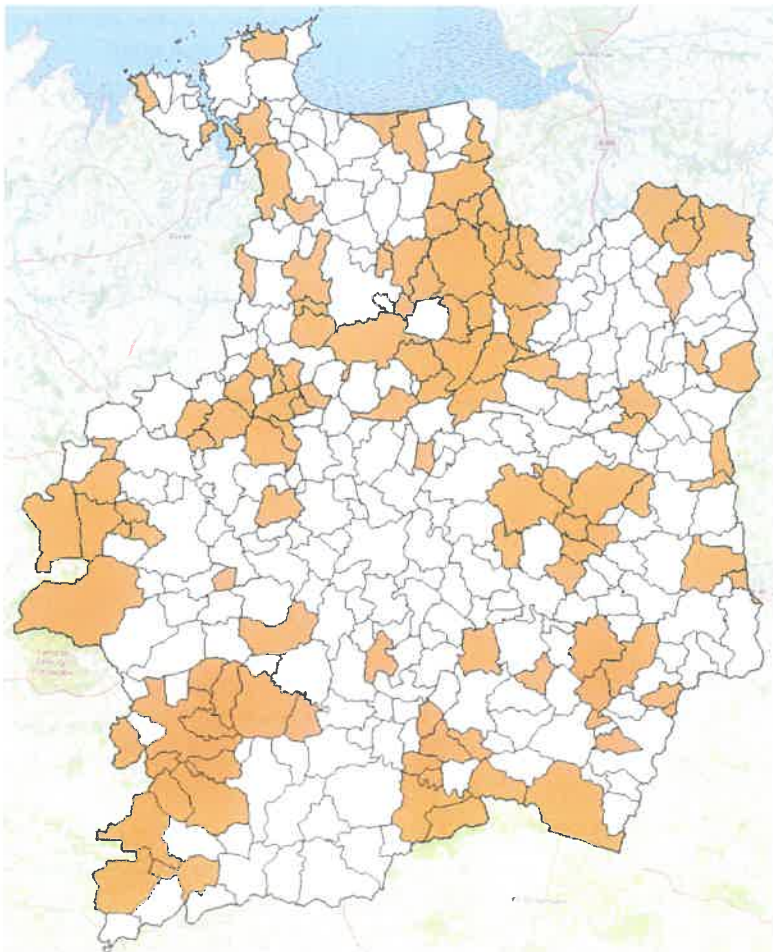
- Des communes prioritaires du point de vue de la modernisation du réseau aérien HTA, avec une action portée sur les départs HTA qui les alimente selon deux axes :
 - Rénovation programmée des ouvrages éligibles
 - Sécurisation des réseaux aériens HTA exposés aux aléas climatiques, ou présentant des fragilités telles que révélées par le diagnostic ou l'incidentologie.
- Des communes prioritaires du point de vue de la modernisation du réseau aérien BT, avec une action portée sur le renouvellement des réseaux fils nus.

Ces communes prioritaires pourront être actualisées durant le PPI en tant que de besoin, après concertation entre les parties afin notamment de tenir compte de l'évolution de la qualité de fourniture, ou tout autre facteur d'influence significatif, par voie d'avenant

- **Communes prioritaires pour la modernisation du réseau aérien HTA**

La méthode d'identification des communes prioritaires vis-à-vis de la modernisation du réseau aérien HTA, conformément aux dispositions de l'annexe 2A, repose sur l'analyse de la qualité de l'alimentation au travers du critère B incident HTA et du nombre de CMA par commune. La méthode, basée sur une grille de notation, est détaillée en annexe au présent PPI.

Les communes prioritaires pour cette thématique sont au nombre de 118 à l'échelle de la concession, et sont alimentées par 210 départs HTA par conséquent considérés prioritaires.



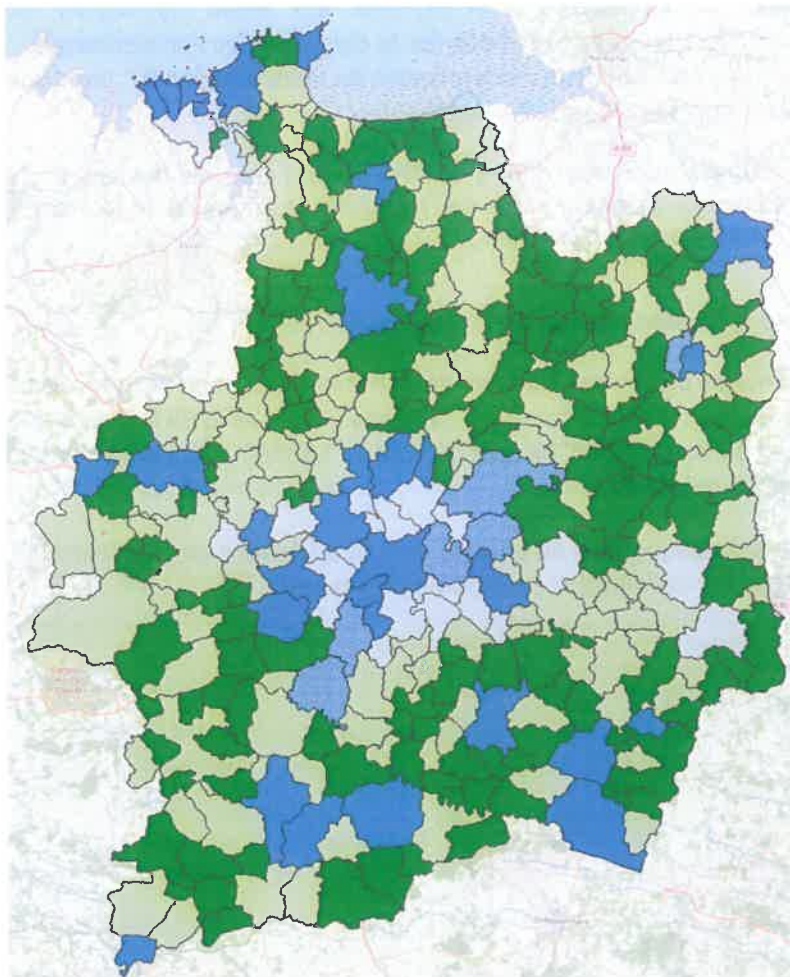
Commune prioritaire au sens de la qualité de fourniture HTA

- **Communes prioritaires pour la modernisation du réseau aérien BT**

La méthode d'identification des communes prioritaires vis-à-vis de la modernisation du réseau aérien BT, conformément aux dispositions de l'annexe 2A, repose sur l'analyse de la qualité de l'alimentation au travers du critère B incident et du nombre de CMA par commune, ainsi sur des critères patrimoniaux relatifs aux taux de fils nus par commune. La méthode, basée sur une grille de notation, est détaillée en annexe à ce document.

Les communes prioritaires pour cette thématique sont au nombre de :

- 148 communes rurales (au sens du FACE).
- 37 communes urbaines (au sens du FACE).



- Commune **urbaine prioritaire** au sens de la qualité de fourniture BT (**figurent en pointillé les 6 communes –qui– seront également considérées comme prioritaires pour les années 2022 et 2023**)
- Commune urbaine non prioritaire au sens de la qualité de fourniture BT
- Commune rurale prioritaire au sens de la qualité de fourniture BT
- Commune rurale non prioritaire au sens de la qualité de fourniture BT

La liste des communes identifiées prioritaires est reportée en annexe à ce document.

2) Objets prioritaires

Par ailleurs, **plusieurs objets techniques sont considérés prioritaires à la maille de la concession** dans son intégralité :

- Les **réseaux souterrains d'ancienne génération HTA et BT (CPI ou NP)**, dont le renouvellement sera priorisé à l'aide des méthodes d'analyse mises en œuvre par le gestionnaire du réseau de distribution, comme précisé dans le Schéma Directeur des Investissements dans lequel s'inscrit ce PPI.
 - o Les principes de la méthode de priorisation mise en œuvre au travers de ces analyses statistiques, ont par ailleurs fait l'objet d'un partage entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante, de sorte à contextualiser l'objectif de réalisation porté par le présent PPI
- Les **Organes de Manœuvre Télécommandés (OMT)**, dont le déploiement sera priorisé en fonction des caractéristiques des poches du réseau et des analyses menées par le gestionnaire du réseau de distribution.

Article 2 - Programme Pluriannuel d'Investissement

3) Détail des réalisations techniques par catégorie d'ouvrage

Programme Pluriannuel d'Investissements pour la période 2022-2025 sur les zones prioritaires identifiées	
Réseau BT	
<i>Gestionnaire du réseau de distribution</i>	
Finalité	Quantité
Levier MP 1 : renouvellement BT fils nus* <i>Dépose des réseaux nus et remplacement par des câbles torsadés ou construction de réseau souterrain, comprenant les reprises des branchements</i>	120 km
Levier MP5 : renouvellement des câbles d'ancienne génération BT <i>Dépose des câbles d'ancienne génération incidentogènes ou sur opportunité de coordination de chantier de voirie</i>	5 km

*Réalisation sur les communes urbaines identifiées prioritaires sous MOA Enedis

Autorité concédante	
Finalité	Quantité
Levier MP1 : renouvellement BT fils nus* <i>Dépose des réseaux nus et remplacement par des câbles torsadés ou construction de réseau souterrain, y compris les reprises des branchements</i>	200 km

*Réalisation sur les communes rurales identifiées prioritaires sous MOA SDE35

Programme Pluriannuel d'Investissements pour la période 2022-2025 sur les zones prioritaires identifiées : Réseau HTA	
Ouvrages	Quantité
Levier MP2 : rénovation programmée de lignes aériennes HTA <i>Prolongation de la durée de vie des réseaux aériens en remplaçant des éléments de portions aériennes</i> <i>(i.e. supports, isolateurs, attaches, armements, etc.)</i>	250 km
Levier MP3 : sécurisation de lignes aériennes HTA exposées aux aléas climatiques (PAC) par enfouissement ou renouvellement*	25 km
Levier MP3 : sécurisation de lignes aériennes HTA, non identifiées PAC, à des fins d'amélioration de la qualité d'alimentation au quotidien^{1*}	15 km
Levier MP4 : renouvellement des câbles CPI HTA <i>Dépose des câbles CPI HTA incidentogènes ou sur opportunité de coordination de chantier de voirie</i>	15 km
Levier QR4 : ajout d'OMT (Organe de Manœuvre Télécommandé) <i>Pose d'appareils de télécommande sur des appareils de coupure existants ou pose de nouveaux appareils de coupure télécommandés</i>	20 unités posées

*Réalisation sur les départs HTA alimentant les communes identifiées prioritaires

4) Diagnostiques techniques réalisés au cours du PPI

Conformément aux engagements pris dans le Schéma Directeur des Investissements, Enedis mènera les diagnostics suivants au cours du présent PPI :

- Un diagnostic visant à analyser l'état des branchements collectifs (i.e. colonnes montantes) identifiés à risque. A titre indicatif, ceux-ci sont au nombre de 25 à mi-2021.
- Cette démarche vise à améliorer la connaissance de ces ouvrages, afin d'identifier les éventuelles actions de modernisation nécessaires.
 - Sur la base du diagnostic, des actions appropriées pourront être réalisées ou le cas échéant inscrites dans les PPI suivants.
 - Si nécessaire, le diagnostic sera complété autant que de besoin.
- Un diagnostic visant à évaluer l'exposition des réseaux face au risque d'inondation et de submersion marine. Cette analyse permettra de disposer d'une cartographie précise du risque, et d'identifier les ouvrages potentiellement impactés et/ou vulnérables.
 - Sur la base du diagnostic ainsi établi, des actions appropriées pourront le cas échéant être inscrites dans les PPI successifs

¹ Le linéaire visé concerne des tronçons particulièrement incidentogènes, ou présentant des fragilités identifiées dans le cadre de diagnostics. Leur sécurisation concoure au maintien de la qualité d'alimentation sur le territoire de la concession, en complément de la rénovation programmée et des sécurisations ciblées de réseaux PAC.

Article 3 - Engagement financier du gestionnaire du réseau de distribution

Les engagements financiers du gestionnaire du réseau de distribution pour le programme pluriannuel d'investissement portant sur les années de la période 2022-2025 se concrétisent sur les zones et objets prioritaires identifiés précédemment de la manière suivante :

Engagement financier prévisionnel sur les zones et objets prioritaires de la concession (k€)	Total PPI 2022 à 2025
I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs	
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	20 000 k€
II.1 Investissements pour la performance du réseau	20 000 k€
<i>Dont renforcement des réseaux BT</i>	
<i>Dont renforcement des réseaux HTA</i>	
<i>Dont actions visant à améliorer la résilience des réseaux et postes (capacité des territoires à limiter l'effet des catastrophes et à retrouver un fonctionnement normal rapidement)</i>	3 100 k€
<i>Dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (hors rénovation programmée)</i>	13 400 k€
<i>Dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (programmes de prolongation de durée de vie / rénovation programmée)</i>	3 500 k€
<i>Dont moyens d'exploitation</i>	
<i>Dont smart grids</i>	
<i>Dont compteurs communicants</i>	
II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes	
<i>Dont intégration des ouvrages dans l'environnement</i>	
<i>Dont sécurité et obligations réglementaires</i>	
<i>Dont modification d'ouvrages à la demande de tiers</i>	
Total de l'engagement (k€)	20 000 k€

L'engagement financier du gestionnaire du réseau de distribution porte sur le montant total des opérations retenues pour la période du programme pluriannuel d'investissement 2022-2025.

L'utilisation des provisions pour renouvellement dans le cadre de la réalisation du premier PPI sera détaillée annuellement en fonction des travaux réalisés. Ce tableau fournira un suivi par affaire de l'affectation des provisions pour renouvellement.

L'évaluation du respect de l'engagement financier global du gestionnaire du réseau de distribution ci-dessus, au titre du Programme Pluriannuel d'Investissement 2022-2025 est réalisée au terme de ce dernier dans les conditions décrites en annexe 2A.

Article 4 – Elaboration de programmes annuels - modalités de suivi du programme pluriannuel d'investissement (PPI)

Les principes d'élaboration et de suivi des PPI sont définis par l'annexe 2A du cahier des charges de concession. Conformément à l'article 3. de cette annexe, les indicateurs de suivi et d'évaluation retenus pour le présent PPI sont détaillés ci-après.

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.

Type de priorité/programme	Indicateur de suivi annuel ²	Indicateur d'évaluation ³
QR1 Qualité de desserte	Critère B Hix hors RTE moyenné sur 4 ans à la maille de la concession et à la maille des « pôles urbains majeurs »	
MP1 Renouvellement BT fils nus	Nombre de km de réseau aérien nu BT déposés / an	Taux d'incident annuel pour 100 km de réseau moyenné sur 4 ans glissants pour chacun des objets techniques
MP2 Lignes aériennes HTA traitées par rénovation programmée	Nombre de km de réseau aérien HTA rénovés / an	
MP3 Lignes aériennes HTA sécurisées (Plan Aléas Climatiques)	Nombre de km de réseau aérien PAC traitées / an - Par enfouissement - Par rénovation programmée	
MP2 /3 Lignes aériennes HTA renouvelées en accompagnement de travaux PAC ou « rénovation programmée »	Nombre de km de réseau aérien HTA renouvelés / an	
MP4 Renouvellement câbles CPI HTA	Nombre de km de réseau souterrain HTA de type CPI renouvelés / an	
MP5 Renouvellement câbles ancienne génération BT	Nombre de km de réseau souterrain BT de type CPI ou NP renouvelés / an	
QR4 Ajout d'OMT (Organes de Manœuvre Télécommandés)	Nombre d'OMT posés / an	
QR5 Déploiement du régime de neutre compensé	Nombre de postes sources traités / an	

² Les indicateurs de suivi qui portent sur des réalisations sont renseignés dans le cadre du suivi annuel.

³ 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)

En complément, afin d'assurer le suivi annuel des départs présentant un nombre important de coupures brèves et très brèves prévu par le schéma directeur des investissements, on considérera les seuils suivants pour effectuer une analyse ciblée conjointe entre le SDE35 et Enedis :

- Départs ayant subi plus de **10 coupures brèves** lors de l'exercice écoulé.
- Départs ayant subi plus de **30 coupures très brèves** lors de l'exercice écoulé.

Suivi financier

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

Suivi année n des dépenses d'investissement d'Enedis dans le cadre du PPI 2022-2025				
Dépenses d'investissement	Total Prévisions d'investissements PPI	Réalisé de l'année n	Réalisé en cumulé à fin d'année n	Commentaires
II Investissements pour l'amélioration du patrimoine				
II.1 Investissements pour la performance du réseau				
<i>Dont actions visant à améliorer la résilience des réseaux et postes (capacité des territoire à limiter l'effet des catastrophes et à retrouver un fonctionnement normal rapidement)</i>	3 100 k€			
<i>Dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (hors programmes de prolongation de durée de vie)</i>	13 400 k€			
<i>Dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (programmes de prolongation de durée de vie)</i>	3 500 k€			
TOTAL	20 000 k€			

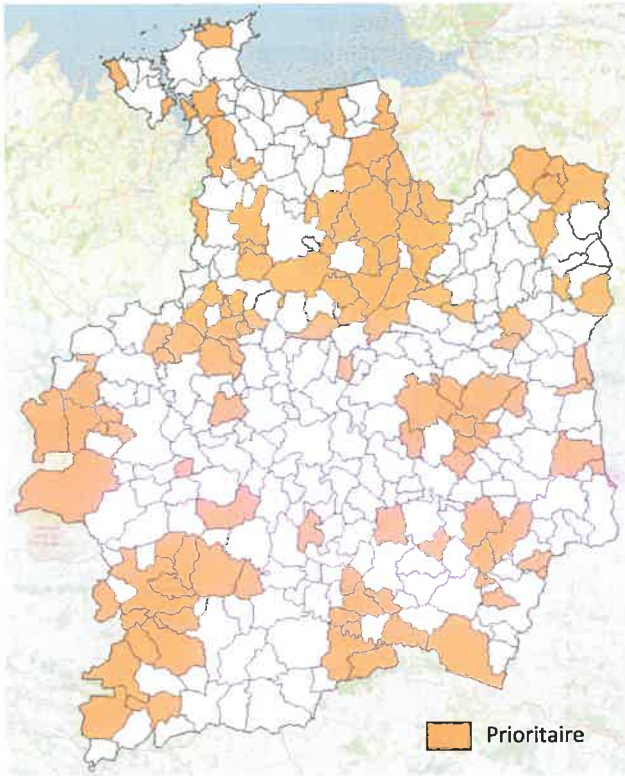
L'évaluation de l'engagement financier global du gestionnaire du réseau de distribution au titre du Programme Pluriannuel d'Investissement 2022-2025 est réalisée au terme de ce dernier.

JPL
JC
9
OT

Annexes

Détail de zones prioritaires – communes identifiées en écart qualité

1- Zones prioritaires – réseau HTA aérien

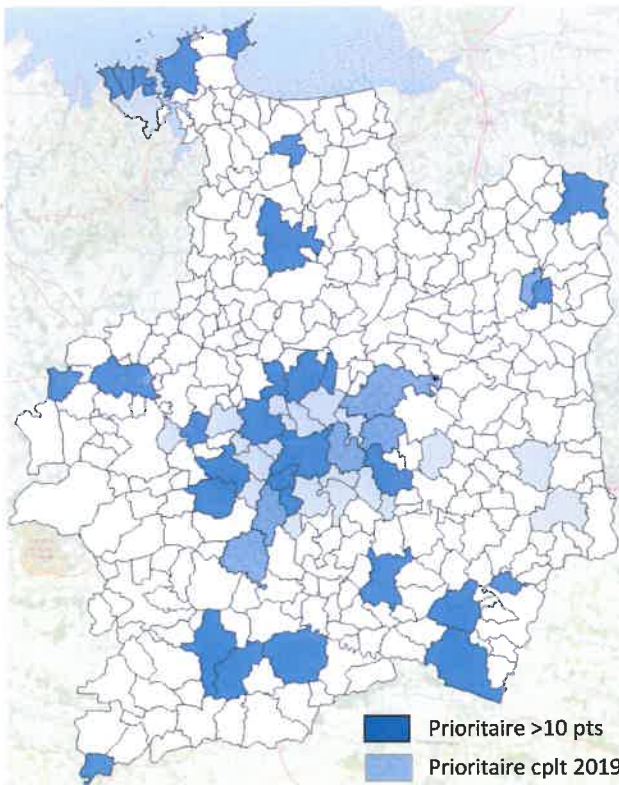


Afin d'identifier les communes prioritaires vis-à-vis de la modernisation du réseau aérien HTA qui les alimente, une grille de notation est appliquée à chaque commune de la concession, selon trois critères :

Critères	Communes de la concession
Critère B incidents HTA moyen sur les 4 dernières années	< 20 min : 0 point
	Entre 20 et 40 min : 1 points
	Entre 40 et 60 min : 3 points
	Entre 60 et 100 min : 5 points
> 100 min : 10 points	
Seuil de critère B incidents HTA dépassé 2 fois sur les 4 dernières années	Non : 0 point Oui : 10 points <i>Seuil : 60 min</i>
Nombre de clients mal-alimentés	0% de CMA : 0 point
	Entre 0% et 0.5% de CMA : 1 points
	Entre 0.5% et 1% de la BT : 3 points
	Entre 1 et 3% de la BT : 5 points
>3% de la BT : 10 points	
TOTAL	Entre 0 et 30 points

Une commune est identifiée comme prioritaire si son score excède les **15 points**

2- Zones prioritaires – réseaux BT aérien fils nus situés en commune urbaine

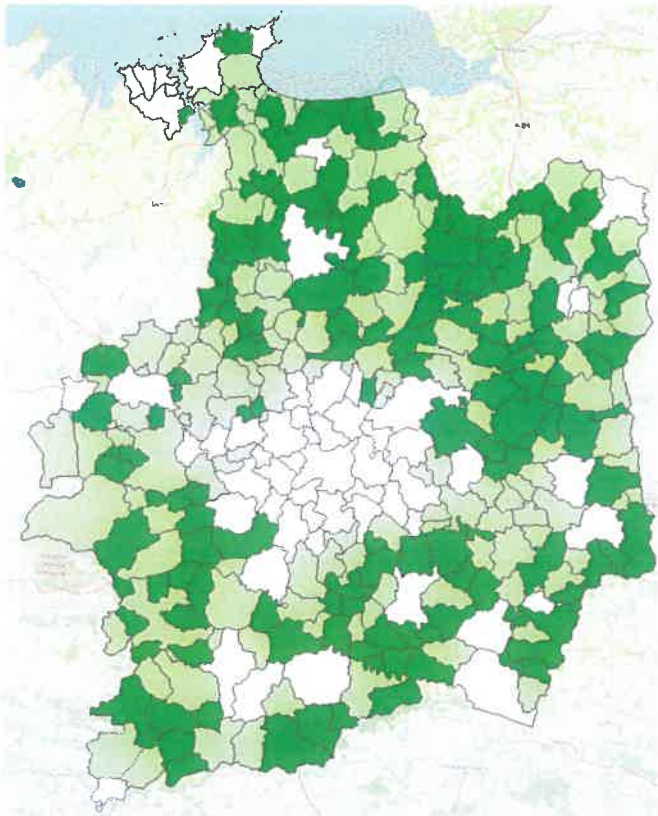


Concernant la modernisation du réseau aérien BT, la grille de notation repose sur quatre critères :

Critères	Communes urbaines de la concession
Critère B incidents BT moyens sur les 4 dernières années	< 3 min : 0 point
	Entre 3 et 6 min : 1 points
	Entre 6 et 10 min : 3 points
	Entre 10 et 15 min : 5 points
> 15 min : 10 points	
Seuil de critère B incidents BT dépassé 2 fois sur les 4 dernières années	Non : 0 point Oui : 10 points <i>Seuil : 10 min</i>
Taux de fils nus BT	< 5% de la BT de la commune : 0 point
	Entre 5% et 10% de la BT : 2 points
	Entre 10% et 15% de la BT : 5 points
	Entre 15 et 20% de la BT : 10 points
>20% de la BT : 15 points	
Nombre de clients mal-alimentés	0% de CMA : 0 point
	Entre 0% et 0.2% de CMA : 1 points
	Entre 0.2% et 0.6% de CMA : 3 points
> 0.6% de CMA : 5 points	
TOTAL	Entre 0 et 40 points

Une commune est identifiée comme prioritaire si son score excède les **10 points**

3- Zones prioritaires – réseaux BT aérien fils nus situés en commune rurale



■ Prioritaire

Concernant la modernisation du réseau aérien BT, la grille de notation repose sur 5 critères :

Critères	Communes rurale de la concession
Critère B incidents BT moyens sur les 4 dernières années	< 5 min : 0 point Entre 5 et 10 min : 1 points Entre 10 et 20 min : 3 points Entre 20 et 30 min : 5 points > 30 min : 10 points
Seuil de critère B incidents BT dépassé 2 fois sur les 4 dernières années	Non : 0 point Oui : 10 points <i>Seuil : 20 min</i>
Taux de fils nus BT	< 5% de la BT de la commune : 0 point Entre 5% et 10% de la BT : 2 points Entre 10% et 15% de la BT : 5 points Entre 15 et 20% de la BT : 10 points >20% de la BT : 15 points
Nombre de clients mal-alimentés	0% de CMA : 0 point Entre 0% et 1% de CMA : 1 points Entre 1% et 3% de CMA : 3 points > 3% de CMA : 5 points
TOTAL	Entre 0 et 40 points

Une commune est identifiée comme prioritaire si son score excède les **10 points**

La liste des communes prioritaires ainsi établie vise à garantir à chaque partie un périmètre d'action suffisamment large, en cohérence avec les fortes ambitions de résorption de fils nus, et avec la typologie des travaux caractérisant chaque maîtrise d'ouvrage. Il est notamment tenu compte du fait que les communes urbaines présentent une plus forte densité, et un réseau plus dispersé.

Listes des communes constituant les zones prioritaires

Les communes considérées comme prioritaires au sens de la modernisation des réseaux aériens HTA ou BT sont listées ci-après.

Liste des communes prioritaires – aérien HTA					
35002	AMANLIS	35118	GAHARD	35264	SAINT-DIDIER
35003	ANDOUILLE-NEUVILLE	35123	GOVEN	35270	SAINT-GEORGES-DE-GREHAIGNE
35004	ANTRAIN	35127	GUIGNEN	35271	SAINT-GEORGES-DE-REINTEMBault
35005	ARBRISSEL	35134	LES IFFS	35275	SAINT-GILLES
35008	AVAILLES-SUR-SEICHE	35135	IRODOUER	35276	SAINT-GONDRAN
35013	BAINS-SUR-OUST	35143	LANDUJAN	35277	SAINT-GONLAY
35014	BAIS	35144	LANGAN	35283	SAINT-JEAN-SUR-VILAINE
35017	LA BAUSSAINE	35151	LIEURON	35286	SAINT-LEGER-DES-PRES
35019	BAZOUGES-LA-PEROUSE	35162	LOUVIGNE-DU-DESERT	35293	SAINT-MARC-SUR-COUESNON
35021	BEAUCE	35166	MARPIRE	35295	SAINT-MAUGAN
35025	BILLE	35167	MARTIGNE-FERCHAUD	35296	SAINT-MEDARD-SUR-ILLE
35026	BLERUAIS	35168	MAURE-DE-BRETAGNE	35302	SAINT-ONEN-LA-CHAPELLE
35028	BOISTRUDAN	35172	MEILLAC	35303	SAINT-OUEN-LA-ROUERIE
35030	LA BOSSE-DE-BRETAGNE	35174	MELLE	35304	SAINT-OUEN-DES-ALLEUX
35031	LA BOUEXIERE	35175	MERNEL	35306	SAINT-PERE
35035	BOVEL	35179	MINIAC-MORVAN	35309	SAINT-REMY-DU-PLAIN
35038	BREAL-SOUS-VITRE	35180	MINIAC-SOUS-BECHEREL	35311	SAINT-SEGLIN
35045	BRUC-SUR-AFF	35181	LE MINIHC-SUR-RANCE	35312	SAINT-SENOUX
35052	CHAMPEAUX	35185	MONTAUTOUR	35314	SAINT-SULIAC
35056	LA CHAPELLE-AUX-FILTZMEENS	35190	MONTHAULT	35317	SAINT-SYMPHORIEN
35057	LA CHAPELLE-BOUEXIC	35197	MOUAZE	35321	SAULNIERES
35058	LA CHAPELLE-CHAUSSEE	35201	MUEL	35325	LA SELLE-GUERCHAISE
35060	LA CHAPELLE-DU-LOU	35205	NOYAL-SOUS-BAZOUGES	35326	SENS-DE-BRETAGNE
35062	LA CHAPELLE-JANSON	35208	ORGERES	35327	SERVON-SUR-VILAINE
35075	CHAUVIGNE	35211	PAIMPONT	35328	SIXT-SUR-AFF
35078	CHERRUEIX	35215	PARIGNE	35329	SOUGEAL
35084	COMBLESSAC	35219	PIPRIAC	35330	TAILLIS
35086	COMBOURTILLE	35222	PLEINE-FOUGERES	35332	TEILLAY
35089	LA COUYERE	35225	PLESDER	35335	THOURIE
35091	LE CROUAIS	35232	PRINCE	35339	TRANS-LA-FORET
35092	CUGUEN	35233	QUEBRIAC	35341	TREMBLAY
35094	DINGE	35237	RENAC	35342	TREMEHEUC
35097	DOMALAIN	35242	RIMOU	35343	TRESBOEUF
35101	DOURDAIN	35245	ROMILLE	35347	VAL-D'IZE
35102	DROUGES	35256	SAINTE-BRIAC-SUR-MER	35351	LE VERGER
35105	ERBREE	35258	SAINTE-BRIEUC-DES-IFFS	35354	VIEUX-VIEL
35106	ERCE-EN-LAMEE	35259	SAINTE-BROLADRE	35355	VIEUX-VY-SUR-COUESNON
35110	FEINS	35261	SAINTE-CHRISTOPHE-DE-VALAINS	35359	VISSEICHE
35113	LA FONTENELLE	35263	SAINTE-COULOMB	35362	LE TRONCHET
35117	GAEL				

Seront ainsi considérés comme prioritaires les départements HTA alimentant ces communes. (cf liste en annexe ci après)

Liste des communes rurales prioritaires – aérien BT

35002	AMANLIS	35124	GRAND-FOUGERAY	35259	SAINTE-BROLDRE
35003	ANDOUILLE-NEUVILLE	35134	LES IFFS	35260	SAINTE-CRISTOPHE-DES-BOIS
35004	ANTRAIN	35140	LALLEU	35262	SAINTE-COLOMBE
35005	ARBRISSEL	35141	LANDAVRAN	35263	SAINTE-COULOMB
35008	AVAILLES-SUR-SEICHE	35142	LANDEAN	35267	SAINTE-ETIENNE-EN-COGLES
35011	BAILLE	35148	LANRIGAN	35268	SAINTE-GANTON
35015	BALAZE	35151	LIEURON	35269	SAINTE-GEORGES-DE-CHESNE
35016	BAULON	35154	LIVRE-SUR-CHANGEON	35276	SAINTE-GONDRAN
35017	LA BAUSSAINE	35156	LONGAULNAY	35277	SAINTE-GONLAY
35025	BILLE	35158	LE LOU-DU-LAC	35282	SAINTE-JEAN-SUR-COUESNON
35026	BLERUAIS	35159	LOURMAIS	35283	SAINTE-JEAN-SUR-VILAINE
35028	BOISTRUDAN	35160	LOUTHEL	35285	SAINTE-JUST
35029	BONNEMAIN	35163	LUITRE	35286	SAINTE-LEGER-DES-PRES
35030	LA BOSSE-DE-BRETAGNE	35164	MARCILLE-RAOUL	35290	SAINTE-MALON-SUR-MEL
35031	LA BOUEXIERE	35165	MARCILLE-ROBERT	35291	SAINTE-MARCAN
35035	BOVEL	35166	MARPIRE	35292	SAINTE-MARC-LE-BLANC
35042	BRIELLES	35170	MECE	35293	SAINTE-MARC-SUR-COUESNON
35046	LES BRULAIS	35172	MEILLAC	35296	SAINTE-MEDARD-SUR-ILLE
35048	CAMPEL	35174	MELLE	35302	SAINTE-ONEN-LA-CHAPELLE
35052	CHAMPEAUX	35175	MERNEL	35303	SAINTE-OUEN-LA-ROUERIE
35053	CHANCE	35181	LE MINIHC-SUR-RANCE	35304	SAINTE-OUEN-DES-ALLEUX
35054	CHANTELOUP	35185	MONTAOUTOUR	35306	SAINTE-PERE
35057	LA CHAPELLE-BOUEXIC	35186	MONT-DOL	35311	SAINTE-SEGLIN
35058	LA CHAPELLE-CHAUSSEE	35187	MONTERFIL	35312	SAINTE-SENOUX
35060	LA CHAPELLE-DU-LOU	35192	MONTREUIL-DES-LANDES	35316	SAINTE-SULPICE-DES-LANDES
35064	LA CHAPELLE-DE-BRAIN	35195	MONTREUIL-SUR-ILLE	35318	SAINTE-THUAL
35071	LE CHATELLIER	35197	MOUAZE	35319	SAINTE-THURIAL
35075	CHAUVIGNE	35199	MOUSSE	35320	SAINTE-UNIAE
35077	CHELUN	35212	PANCE	35325	LA SELLE-GUERCHAISE
35078	CHERRUEIX	35216	PARTHENAY-DE-BRETAGNE	35328	SIXT-SUR-AFF
35081	CLAYES	35217	LE PERTRE	35329	SOUGEAL
35083	COGLES	35218	LE PETIT-FOUGERAY	35330	TAILLIS
35088	CORPS-NUDS	35220	PIRE-SUR-SEICHE	35332	TEILLAY
35089	LA COUYERE	35221	PLECHATEL	35333	LE THEIL-DE-BRETAGNE
35090	CREVIN	35223	PLELAN-LE-GRAND	35335	THOURIE
35092	CUGUEN	35225	PLESDER	35336	LE TIERCENT
35094	DINGE	35226	PLEUGUENEUC	35339	TRANS-LA-FORET
35097	DOMALAIN	35230	POILLEY	35341	TREMBLAY
35098	LA DOMINELAIS	35234	QUEDILLAC	35342	TREMEHEUC
35100	DOMPIERRE-DU-CHEMIN	35235	RANNEE	35343	TRESBOEUF
35104	EPINIAC	35237	RENAC	35344	TRESSE
35105	ERBREE	35242	RIMOU	35345	TREVERIEN
35107	ERCE-PRES-LIFFRE	35243	ROMAGNE	35346	TRIMER
35111	LE FERRE	35244	ROMAZY	35347	VAL-D'IZE
35112	FLEURIGNE	35246	ROZ-LANDRIEUX	35348	VENDEL
35114	FORGES-LA-FORET	35248	SAINS	35351	LE VERGER
35116	LA FRESNAIS	35250	SAINTE-ARMEL	35355	VIEUX-VY-SUR-COUESNON
35118	GAHARD	35257	SAINTE-BRICE-EN-COGLES	35357	VILLAMEE
35119	GENNES-SUR-SEICHE	35258	SAINTE-BRIEUC-DES-IFFS	35362	LE TRONCHET
35123	GOVEN				

JPL
je

Liste des communes urbaines prioritaires – aérien BT			
35012	BAIN-DE-BRETAGNE	35176	MESSAC
35037	BREAL-SOUS-MONTFORT	35177	LA MEZIERE
35040	BRETEIL	35184	MONTAUBAN-DE-BRETAGNE
35049	CANCALE	35196	MORDELLES
35066	CHARTRES-DE-BRETAGNE	35207	NOYAL-SUR-VILAINE
35079	CHEVAIGNE	35210	PACE
35085	COMBOURG	35236	REDON
35093	DINARD	35238	RENNES
35095	DOL-DE-BRETAGNE	35239	RETIERS
35115	FOUGERES	35241	LA RICHARDAIS
35125	LA GUERCHE-DE-BRETAGNE	35256	SAINT-BRIAC-SUR-MER
35129	GUIPRY	35281	SAINT-JACQUES-DE-LA-LANDE
35136	JANZE	35287	SAINT-LUNAIRE
35162	LOUVIGNE-DU-DESERT	35288	SAINT-MALO
35167	MARTIGNE-FERCHAUD	35297	SAINT-MEEN-LE-GRAND
35173	MELESSE		
Communes prioritaires complémentaires issues de l'analyse 2019 (cf. Annexe - §2)			
35001	ACIGNE	35121	GUICHEN
35047	BRUZ	35150	LECOUSSE
35051	CESSON-SEVIGNE	35152	LIFFRE

Listes des communes identifiées en écart de qualité (au sens de l'article 3.1.1.3 de l'annexe 2C)

Liste des communes en écart qualité			
35008	AVAILLES-SUR-SEICHE	35174	MELLE
35019	BAZOUGES-LA-PEROUSE	35190	MONTHAULT
35026	BLERUAIS	35259	SAINT-BROLADRE
35028	BOISTRUDAN	35263	SAINT-COULOMB
35030	LA BOSSE-DE-BRETAGNE	35269	SAINT-GEORGES-DE-CHESNE
35058	LA CHAPELLE-CHAUSSEE	35270	SAINT-GEORGES-DE-GREHAIGNE
35086	COMBOURTILLE	35271	SAINT-GEORGES-DE-REINTEMBault
35089	LA COUYERE	35276	SAINT-GONDRAN
35092	CUGUEN	35286	SAINT-LEGER-DES-PRES
35094	DINGE	35295	SAINT-MAUGAN
35097	DOMALAIN	35296	SAINT-MEDARD-SUR-ILLE
35101	DOURDAIN	35303	SAINT-OUEN-LA-ROUERIE
35113	LA FONTENELLE	35317	SAINT-SYMPHORIEN
35118	GAHARD	35325	LA SELLE-GUERCHAISE
35127	GUIGNEN	35329	SOUGEAL
35135	IRODOUER	35335	THOURIE
35144	LANGAN	35354	VIEUX-VIEL
35151	LIEURON	35362	LE TRONCHET
35008	AVAILLES-SUR-SEICHE	35174	MELLE
35019	BAZOUGES-LA-PEROUSE	35190	MONTHAULT

Liste des départs HTA alimentant les communes prioritaires

Liste des départs HTA alimentant les communes prioritaires					
Code GDO Départ HTA	Nom du départ	Code GDO Départ HTA	Nom du départ	Code GDO Départ HTA	Nom du départ
APLEC0001	MOUTI	FOUGEC0012	ECARTE	PAS C0018	EOLMAT
APLEC0004	MONDEV	FOUGEC0015	LACHAP	PLELAC0003	SSPERA
APLEC0005	VERGEA	FOUGEC0016	PARIGN	PLELAC0004	PLELAN
APLEC0006	SSGERM	FOUGEC0017	MARVA	PLELAC0005	TREFFE
APLEC0010	DOMALA	FOUGEC0019	LASELL	PLELAC0006	FORGES
BOUCEC0009	SOGEAL	FOUGEC0020	CHENED	PLELAC0007	MAXENT
BOUCEC0010	PLFOUG	FOUGEC0021	AUMAIL	PLOERC0512	NEANTS
BOUCEC0011	SAINS	G.HAYC0007	ROUSSE	PORT7C0001	BSOUST
BRUZ C0002	GUICHE	GAEL C0001	XGAUTI	PORT7C0002	RENAC
BRUZ C0004	GOVEN	GAEL C0002	MUEL	PORT7C0003	BRAIN
BRUZ C0005	LOUVAI	GAEL C0003	PAIMPO	PORT7C0005	LANGON
BRUZ C0006	BREAL	GAEL C0004	SSONEN	PORT7C0006	SSJUST
BUTTEC0001	PRINCE	GAEL C0005	GAEL	PORT7C0009	POTINA
BUTTEC0002	COMBOU	GAEL C0006	BO.HAM	PORT7C0011	ALIBER
BUTTEC0003	TAILL1	GAEL C0007	SSMEEN	ROMA6C0006	AUBERT
BUTTEC0004	SSCHR1	GAEL C0101	ILIFOT	ROPHEC0003	LANDUJ
BUTTEC0005	PARCE	GAEL C0202	LOSQUE	ROPHEC0005	STPERN
BUTTEC0007	MTOTOU	GAEL C0303	BEGELA	ROPHEC0006	IRODOU
COMBOC0002	CUGUEN	GAEL C2105	MAURON	SERV6C0001	PATISS
COMBOC0004	STLEGE	GOSNEC0001	ERCE	SERV6C0002	NOYAL
COMBOC0005	DINGE	GOSNEC0003	SENS	SERV6C0003	ACIGNE
COMBOC0007	RINIAC	GOSNEC0005	SERIGN	SERV6C0004	GUE DE
COMBOC0008	BONMIN	GOSNEC0006	GOSNE	SERV6C0005	DOURDA
COMBOC0009	PLEUGU	GOSNEC0007	CORMIE	SERV6C0006	CTBOUR
COMBOC0010	BAZOUG	GOSNEC0013	BOUXIE	SERV6C0008	MONCOR
COMBOC0011	PREVAL	GOSNEC0051	BOURG	SERV6C0009	SERVON
COMBOC0012	MEILLA	GUER C0007	COMBLE	SERV6C0010	BROONS
COMBOC0014	MARCIL	GUER C0008	MALAJN	SERV6C0011	CIMET1
COMBOC0015	EOLDOU	GUER C0009	BRULAI	SERV6C0012	BRIDOR
COMBOC0016	TREMEH	GUER C0010	LOUTEH	SERV6C0013	ECOTAY
CROQUC0006	MARION	GUER C3403	BEIGNO	SSBR6C0001	SSGEOR
CROQUC0007	BREAL	GUER C3407	VINGTO	SSBR6C0002	CHAVV
CRUEL0001	VIGNOC	HERM5C0001	CHATEL	SSBR6C0005	LANDEA
CRUEL0005	MELESS	HERM5C0010	STGILL	SSBR6C0006	ANTRIN
CRUEL0006	SSGERM	HERM5C0162	BOBERY	SSBR6C0007	TIERC
CRUEL0007	MILLE	LAIRC0047	LOUVGN	SSBR6C0009	COGLES
CRUEL0008	GEVEZE	LAIRC0051	FAUCH	SSBR6C0010	MTOURS
CRUEL0009	M.GAST	MESSAC0002	PIPRIA	SSBR6C0011	TREMBL
CRUEL0010	SSMEDA	MESSAC0003	LOHEAC	SSBR6C0014	ROUERI
CRUEL0013	LANGAN	MESSAC0004	SSENOU	SSGRAC0220	GLENAC
DINARC0002	FOURBE	MESSAC0007	SSMALO	SSLAUC0014	LA MOR
DINARC0004	MINIHI	MESSAC0008	SSSULP	SSMALC0013	ROCHEB
DINARC0005	SSLUNA	MESSAC0010	SSGANT	SSSE5C0001	CANCAL
DINARC0006	SSBRIA	MESSAC0011	CHATEL	SSSE5C0002	SSCOUL
DOL C0003	SSMARC	MORIH0002	ORGERE	SSSE5C0003	SSMELO
DOL C0008	SSMALO	MORIH0003	BGBARR	SSSE5C0005	GOUESN
DOL C0010	CHERRU	MORIH0007	SAULNI	SSSE5C0006	SSBENO
DOL C0011	BAGPIC	MORIH0009	BRIE	SSSE5C0007	SSPERE
DOUAI0001	FOUCHE	MORIH0010	HERMIT	SSSE5C0009	GLERMO
DOUAI0003	BABINI	MTFO5C0001	TALENS	TINTEC0001	TANOUA
DOUAI0004	MONBOU	MTFO5C0003	ROMILL	TINTEC0003	CCHAUS
DOUAI0005	BOISTR	MTFO5C0005	HIROLA	TINTEC0004	SUZENA
DOUAI0006	AMANLI	MTFO5C0006	IFFEND	TINTEC0005	CARDRO
DOUAI0008	DOMAGN	MTFO5C0010	BRETEI	TINTEC0006	STHUAL
DOUAI0010	BAIS	MTFO5C0018	RANSON	TINTEC0008	BAUSSA
DOUAI0011	MOULIN	NOYA5C0006	MONCAU	TINTEC0009	TREVER
DOUAI0012	PIRE	PAS C0001	CX-BL	TINTEC0010	QUEBRI
DROUGC0001	ARBRIS	PAS C0002	THEIL	TINTEC0011	HEDE
DROUGC0002	GRAVIE	PAS C0003	THOURI	TINTEC0012	SANDEN
DROUGC0003	MOUSSE	PAS C0004	RADIO	TRES5C0001	BELVUE
DROUGC0004	RANNEE	PAS C0005	GOESME	TRES5C0003	MINIAC
DROUGC0005	GUERCH	PAS C0006	LALLEU	TRES5C0004	PLERGU
DROUGC0006	FEUILL	PAS C0007	TREBEU	TRES5C0005	TRONCH
DROUGC0007	CHELUN	PAS C0008	COUYER	TRES5C0008	ZI
DROUGC0008	MARTIG	PAS C0009	FERCE	TRES5C0101	MAGDEL
DROUGC0009	RICHEB	PAS C0010	BRIDEL	TRES5C0202	HERVEL
ERNEEC0009	STHILA	PAS C0011	BOSSE	VITREC0003	MONTRE
FOUGEC0004	LECOUS	PAS C0012	B.BERT	VITREC0008	CHAMPE
FOUGEC0006	LOROUX	PAS C0013	RETIER	VITREC0010	SSJEAN
FOUGEC0008	BAZOUG	PAS C0014	JANZE	VITREC0014	VIZE
FOUGEC0010	UCANOR	PAS C0015	EOLSOU		

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'Énergie.

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 distribution¹.

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.

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'utilisateur est inférieure ou égale à 12kVA en monophasé ou à 36kVA en triphasé et lorsque la distance au poste de distribution publique HTA/BT le plus proche est inférieure ou égale à 250 mètres selon un tracé techniquement et administrativement réalisable, en conformité avec les dispositions du cahier des charges de la concession, les montants C et P des contributions pour l'extension et le branchement d'une opération de raccordement en basse tension sont calculés au moyen des formules suivantes :

$$C = (1 - r) \cdot (C_{fE} + C_{vE} \times L_E)$$

Où L_E est la longueur de l'extension, C_{fE} et C_{vE} sont des éléments du barème élaboré par le concessionnaire. C_{fE} et C_{vE} dépendent de la puissance de raccordement et, le cas échéant, de la zone d'aire urbaine au sens de l'INSEE où se situera le raccordement.

$$P = (1 - s) \cdot C_{fB}$$

Où C_{fB} est un élément du barème du concessionnaire, qui est calculé sur la base d'une longueur moyenne de branchement. C_{fB} dépend en outre de la puissance de raccordement et, le cas échéant, de la zone d'aire urbaine au sens de l'INSEE où se situera le raccordement.

4.2. Raccordements - dans les autres cas

4.2.1. Contribution pour extensions des raccordements HTA et BT

Le montant de la contribution pour l'extension des raccordements en HTA et des raccordements en basse tension dans les autres cas que ceux cités au 4.1, est égal au coût des travaux d'extension de l'opération de raccordement de référence, calculé selon les dispositions du barème, auquel est appliqué, pour les travaux réalisés en basse et en moyenne tensions sous la maîtrise d'ouvrage du concessionnaire, le coefficient (1-r).

4.2.2. Contribution pour le branchement des raccordements BT

Le montant de la contribution pour le branchement des raccordements en basse tension dans les autres cas que ceux cités au 4.1 est égal au coût des travaux de branchement de l'opération de raccordement de référence, calculé selon les dispositions du barème, auquel est appliqué le coefficient (1-s).

5. Cas particuliers

5.1. Opération de raccordement différente de l'opération de raccordement de référence

Si le gestionnaire du réseau de distribution réalise à son initiative une opération de raccordement différente de l'opération de raccordement de référence, il prend à sa charge tous les surcoûts qui pourraient en résulter. S'il la réalise à la demande de l'utilisateur qui demande à être raccordé, ce dernier prend à sa charge tous les surcoûts éventuels.

Lorsque la puissance de raccordement demandée par l'utilisateur excède la puissance limite mentionnée dans les arrêtés du 17 mars 2003 (*relatifs aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'installations de consommation d'énergie électrique*) et du 23 avril 2008 (*relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique*) pour le domaine de tension de raccordement, les contributions exigibles par le gestionnaire du réseau de distribution sont égales aux coûts des travaux d'extension et de branchement de l'opération de raccordement de référence, calculés selon les dispositions du barème.

5.2. Raccordements collectifs

Un constructeur, un lotisseur, un aménageur ou un groupe d'utilisateurs situés sur des propriétés géographiquement proches peuvent solliciter auprès du gestionnaire du réseau de distribution le raccordement de plusieurs points de raccordement.

Le constructeur, le lotisseur ou l'aménageur définit la puissance de raccordement et la communique au gestionnaire du réseau de distribution en fonction des besoins de l'opération. Celui-ci formule une proposition technique et financière de raccordement dont la durée de validité est précisée. Dans le cas d'un groupe d'utilisateurs, la puissance de raccordement prise en compte est la somme des puissances de raccordement demandées.

Le montant de la contribution pour les travaux d'extension est égal au coût des travaux d'extension de l'opération de raccordement de référence, calculé à partir du barème et auquel est appliqué le coefficient (1-r). Dans le cas d'un groupe d'usagers, cette contribution est répartie au prorata de la puissance de raccordement demandée par chaque usager.

Le montant de la contribution pour les travaux de branchement est égal au coût des travaux de branchement de l'opération de raccordement de référence, calculé selon les dispositions du barème et auquel est appliqué le coefficient (1-s).

Dans le cas d'un immeuble collectif, cette contribution est répartie à part égale entre les usagers.

Dans tous les autres cas de regroupements d'usagers, cette contribution est répartie au prorata des longueurs de branchement de chacun des usagers.

Toutefois, lorsque la puissance de raccordement demandée par un constructeur, un lotisseur, un aménageur ou un groupe d'usagers excède la puissance limite mentionnée dans les arrêtés du 17 mars 2003 susvisés pour le domaine de tension de raccordement, les contributions exigibles par le concessionnaire sont égales aux coûts des travaux d'extension et de branchement de l'opération de raccordement de référence, calculés selon les dispositions du barème.

6. Modification d'une alimentation électrique existante

Un utilisateur peut solliciter auprès du gestionnaire du réseau de distribution une modification des caractéristiques électriques de son alimentation. Lorsque cette modification entraîne des travaux sur les ouvrages constitutifs de son raccordement, ils donnent lieu au versement d'une contribution calculée selon les dispositions du paragraphe 4.2 de la présente annexe.

ANNEXE 4

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

Tarifs (a) au 1^{er} août 2021 conformément à la décision ministérielle du 29 juillet 2021 relative aux tarifs réglementés de vente applicables aux consommateurs résidentiels en France métropolitaine continentale (NOR : TRER2121878S).

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	86,76	9,74
6	112,20	9,74
9	138,48	10,13
12	165,24	10,13
15	190,20	10,13
18	216,24	10,13
24	271,08	10,13
30	324,00	10,13
36	378,48	10,13

Majoration pour les autoproduleurs individuels avec injection (€/an) 3,72

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				
Puissance souscrite ≤ 6 kVA	64,68	8,52	9,74	3,40
Puissance souscrite > 6 kVA	64,68	8,52	10,13	3,40
Version B				
Puissance souscrite ≤ 6 kVA	64,68	8,40	10,25	1,03
Puissance souscrite > 6 kVA	64,68	8,40	10,74	1,05

(a) : ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) et, le cas échéant, des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

TARIF BLEU - OPTION HEURES CREUSES RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)	
		Heures Pleines	Heures Creuses
6	117,60	11,93	8,09
9	147,96	11,93	8,09
12	177,36	11,93	8,09
15	205,80	11,93	8,09
18	232,44	11,93	8,09
24	291,24	11,93	8,09
30	344,16	11,93	8,09
36	396,12	11,93	8,09

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)

3,72

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	64,68	9,60	11,93	8,09	3,71	2,66
Version B	64,68	9,96	12,89	8,06	1,24	0,84

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	145,92	7,01	9,24	8,52	11,53	9,33	49,04
12	174,96	7,01	9,24	8,52	11,53	9,33	49,04
15	200,88	7,01	9,24	8,52	11,53	9,33	49,04
18	225,72	7,01	9,24	8,52	11,53	9,33	49,04
24-30	337,92	7,01	9,24	8,52	11,53	9,33	49,04
36	395,16	7,01	9,24	8,52	11,53	9,33	49,04

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)

3,72

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

	Abonnement	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)
Version A	64,68	9,36
Version B	64,68	9,96

	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	9,24	8,52	11,53	9,33	49,04
Version B	6,86	10,17	8,71	12,66	10,62	51,60

	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	2,66	3,59	2,68	3,65	2,69	3,65
Version B	0,81	1,21	0,91	1,27	1,21	1,55

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	139,08	9,24	27,93
12	164,28	9,24	27,93
15	189,96	9,24	27,93
18	214,92	9,24	27,93
36	371,52	9,24	27,93

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)

3,72

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	64,68	8,64	9,24	27,93	3,45	3,48
Version B	64,68	8,40	9,69	31,02	1,04	1,52

Tarifs (a) au 1^{er} août 2021 conformément à la décision ministérielle du 29 juillet 2021 relative aux tarifs réglementés de vente applicables aux consommateurs non résidentiels en France métropolitaine continentale (NOR : TRER2121880S).

**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	126,48	10,69
6	155,16	10,69
9	181,68	10,69
12	210,12	10,69
15	236,88	10,69
18	263,16	10,69
24	320,88	10,69
30	377,16	10,69
36	434,52	10,69

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 3,72

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	102,84	9,24	10,69	3,32
Version B	102,84	8,40	11,50	1,08

**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	156,96	11,57	7,99
9	185,04	11,57	7,99
12	214,20	11,57	7,99
15	242,52	11,57	7,99
18	270,48	11,57	7,99
24	332,40	11,57	7,99
30	386,88	11,57	7,99
36	442,44	11,57	7,99

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 3,72

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	102,84	9,60	11,57	7,99	3,57	2,65
Version B	102,84	9,96	12,27	7,83	1,16	0,80

JPL
 JL
 91

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	882,36
--	------------------------------------	--------

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	166,44
	Par hW supplémentaire en Euros par an	13,68
Générateur éolien puissance ≤ 4 kW	Forfait pour 2 kW (*) en Euros par an	332,88
	Par hW supplémentaire en Euros par an	13,68
Micro centrale hydraulique ou générateur éolien de puissance ≤ 4 kW	Abonnement en Euros par kW par an	98,04
	Prix d'énergie en c€/kWh	4,00

(*) 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	36,21		10,69	

	Mensualités d'abonnement (en €/mois)		Prix de l'énergie (en c€/kWh)	
	Terme fixe		Heures Pleines	Heures Creuses
Avec Heures Creuses	36,87		11,57	7,99

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	193,20	7,23	9,57	9,22	12,67	9,96	28,33
12	229,08	7,23	9,57	9,22	12,67	9,96	28,33
15	241,08	7,23	9,57	9,22	12,67	9,96	28,33
18	269,28	7,23	9,57	9,22	12,67	9,96	28,33
24-30	376,32	7,23	9,57	9,22	12,67	9,96	28,33
36	432,24	7,23	9,57	9,22	12,67	9,96	28,33

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)

3,72

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

	Abonnement		Prix de l'énergie - flux alloproduits (en c€/kWh)					
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)	Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
			Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
Version A	102,84	9,36	7,23	9,57	9,22	12,67	9,96	28,33
Version B	102,84	9,96	6,70	9,80	8,97	13,36	11,20	30,91

	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	2,70	3,59	2,77	3,62	2,74	3,63
Version B	0,72	1,07	0,81	1,17	1,21	1,55

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	203,16	9,28	26,47
15	230,52	9,28	26,47
18	255,12	9,28	26,47
36	412,44	9,28	26,47

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)

3,72

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	102,84	8,64	9,28	26,47	3,39	3,45
Version B	102,84	8,40	9,50	29,55	0,98	1,51

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)	126,84	6,76

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 3,72

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'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)
Version A	129,12	6,76	1,04

(a) : ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) et, le cas échéant, des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

(b) La variante sans comptage est limitée à une puissance de 500 W par point de livraison.

(c) Les feux clignotants sont comptés pour la moitié de leur puissance.

Tarifs (a) au 1^{er} août 2021 conformément à la décision ministérielle du 29 juillet 2021 relative aux tarifs réglementés de vente Jaunes et Verts applicables aux consommateurs en France métropolitaine continentale (NOR : TRER2121884S).

TARIF JAUNE - OPTION BASE
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION - n'est plus proposé

Version	Prime fixe annuelle (€/kVA)	Prix de l'énergie (c€/kWh)				
		Pointe	Hiver		Eté	
			Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Utilisations Longues	12,96	13,960	13,960	9,092	8,908	6,724
Utilisations Moyennes			13,960	9,092	8,908	6,724
Coefficients de puissance réduite *		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
			1,00	1,00	1,00	1,00
Calcul des dépassements				10,29. €/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)				
		Pointe Mobile	Hiver		Eté	
			Heures Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté	
Utilisations Longues	10,92	24,976	11,101	8,771	7,557	
Coefficients de puissance réduite *		1,00	1,00	1,00	1,00	
Calcul des dépassements		10,29 €/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)				
		Pointe	Hiver		Eté	
			Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Courtes Utilisations	26,76	18,259	12,288	7,409	6,482	4,283
Coefficients de puissance réduite *		1,00	1,00	0,89	0,89	0,84
Calcul des dépassements	Prix (en €/kW)	Coefficients par poste				
	1,81	1,00	1,00	0,90	0,90	0,84
Energie réactive		2,02 c€/kVar.h				

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/kW) 5,76

TARIF VERT - OPTION AS 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	33,96	22,698	8,918	6,032	4,097
Coefficients de puissance réduite *	Moyennes Utilisations	1,00	0,97	0,72	0,72
Calcul des dépassements	Energie €/kWh	Prix (en €/kW)	Coefficients par poste		
	4,80	4,80	1,00	0,97	0,72
Energie réactive			2,02	c€/kVarh	

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/kW) 5,76

TARIFICATION À LA PUISSANCE
MAJORATION - MINORATION
EN EXTINCTION en France métropolitaine continentale

Tension de livraison	Taux de correction (€/kW/an)
BT (*)	14,98
HTA1	0,00
HTA2 et HTB1	0,00
HTB2	0,00
HTB3	0,00

Coefficients de versionnage	
MU	CU
1,00	1,00

(*) : montant à appliquer à la puissance réduite quelle que soit la version.

(a) : ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) et, le cas échéant, des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

ANNEXE 5

RELATIVE AU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE

Principes et élaboration

Le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (« TURPE ») a été institué par la loi du 10 février 2000, qui en a fixé les principes fondateurs. Le TURPE concerne l'ensemble du réseau électrique. Ses dispositions sont distinctes pour le réseau de transport (« HTB »), et le réseau de distribution (« HTA » et « BT »). Le TURPE s'applique à l'ensemble des gestionnaires de réseau du territoire français (métropole et territoires d'outre-mer), dont Enedis.

Les principes fondateurs du TURPE, repris dans le code de l'énergie, sont les suivants :

- le principe du « timbre-poste » : conformément aux dispositions de l'article 14 du règlement (CE) n° 714/200925, la tarification de l'accès au réseau doit être indépendante de la distance entre le site d'injection et le site de soutirage ;
- le principe de péréquation tarifaire : conformément aux dispositions de l'article L.121-1 du code de l'énergie, les mêmes tarifs d'accès au réseau doivent s'appliquer sur l'ensemble du territoire national ;
- le principe de non-discrimination inscrit à l'article L.341-2 du code l'énergie : il conduit à établir des tarifs permettant de refléter les coûts engendrés par chaque catégorie d'utilisateurs indépendamment de l'usage final qu'ils font de l'électricité ;
- le principe d'horosaisonnalité, inscrit à l'article L. 341-4 du code de l'énergie : il précise que « la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national ».

La compétence exclusive de l'élaboration du TURPE a été confiée à la Commission de régulation de l'énergie (article L. 341-3). Pour ce faire, la Commission de régulation de l'énergie prend en compte les orientations de politique énergétique indiquées par l'autorité administrative. Les décisions motivées de la Commission de régulation de l'énergie relatives aux évolutions du TURPE, en niveau et en structure, sont transmises à l'autorité administrative pour publication au Journal officiel de la République française.

Cadre de régulation et niveau tarifaire

L'article L. 341-2 du code de l'énergie prévoit que « les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace ». Il s'agit :

- des coûts résultant de l'exécution des missions et des contrats de service public, y compris les contributions versées par les gestionnaires de ces réseaux aux autorités organisatrices mentionnées à l'article L. 322-1 qui exercent la maîtrise d'ouvrage des travaux mentionnés à l'article L. 322-6, lorsque ces travaux sont engagés avec l'accord des gestionnaires de réseaux et ont pour effet d'accélérer le renouvellement d'ouvrages de basse tension conformément aux

dispositions prévues dans les cahiers des charges de concession et d'éviter ainsi aux gestionnaires de réseaux des coûts légalement ou contractuellement mis à leur charge;

- des charges de capital : rémunération du capital investi et couverture des dotations aux amortissements et à la provision pour renouvellement. Pour le calcul du coût du capital investi par les gestionnaires de ces réseaux, la méthodologie est indépendante du régime juridique selon lequel sont exploités les réseaux d'électricité et de ses conséquences comptables (article L. 341-2) ;
- d'une partie des coûts de raccordement à ces réseaux et d'une partie des coûts des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de ces réseaux, l'autre partie pouvant faire l'objet d'une contribution dans les conditions fixées par la loi ;
- des dépenses de recherche et développement engagées par le GRD.

Enfin, le TURPE inclut une rémunération normale, qui contribue notamment à la réalisation des investissements nécessaires pour le développement des réseaux (article L. 341-2), réalisés en concertation avec les AODE.

Le cas échéant, ces dispositions du cadre de régulation tarifaire sont adaptées pour prémunir l'opérateur contre des risques liés à l'inflation qui pèsent sur ses charges. Par ailleurs, les écarts entre les charges ou recettes prévisionnelles et celles effectivement réalisées font l'objet d'une correction *a posteriori* pour un nombre limité de postes prédéfinis. C'est pourquoi le TURPE, pluriannuel, prévoit une indexation annuelle selon des règles prédéfinies.

A la couverture de coûts et à la rémunération normale s'ajoute une rémunération de la performance, prenant diverses formes (bonus/malus, indemnités versées directement au client, indicateurs de qualité). En effet, l'article L. 341-3 du code de l'énergie dispose que « [la CRE] peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux (...) à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité ».

Structure tarifaire

L'article L. 341-4 du Code de l'énergie dispose que « la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national. Ils peuvent également inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe au niveau local. A cet effet, la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution peuvent, sous réserve d'assurer la couverture de l'ensemble des coûts prévue à l'article L. 341-2 et de manière proportionnée à l'objectif de maîtrise des pointes électriques, s'écarter pour un consommateur de la stricte couverture des coûts de réseau qu'il engendre ».

En termes de structure tarifaire, la CRE considère que le TURPE doit concilier plusieurs critères afin de répondre au mieux aux attentes des consommateurs et des fournisseurs :

- efficacité : un signal tarifaire reflétant les coûts engendrés sur les réseaux par chaque catégorie d'utilisateurs permet de réduire les coûts de réseaux à long terme car cette information incite l'utilisateur à adapter son comportement de manière efficace pour le réseau, ce qui peut passer par des choix d'investissements de sa part. Le signal tarifaire assure ainsi une coordination entre les investissements réalisés par le gestionnaire de réseaux et ceux réalisés par les utilisateurs ;

- 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.

ANNEXE 6

CATALOGUES DES PRESTATIONS ET DES SERVICES DU GESTIONNAIRE DU RESEAU DE DISTRIBUTION

Les offres de prestations annexes d'Enedis s'adressent à l'ensemble des acteurs du marché : fournisseurs d'électricité, clients finaux (consommateurs ou producteurs), que ces clients finaux aient fait valoir ou non leur éligibilité, responsables d'équilibre.

Afin de clarifier la compréhension de ses offres, Enedis les a regroupées au sein de quatre catalogues de prestations :

- Trois catalogues à destination des fournisseurs et clients finaux segmentés en :
 - o Particuliers ;
 - o Collectivités locales ;
 - o Entreprises et professionnels.
- Un catalogue à destination des responsables d'équilibre.

Trois catégories de prestations sont proposées dans les trois catalogues à destination des fournisseurs et clients finaux.

- Deux catégories relèvent de la compétence exclusive d'Enedis et concernent les prestations :
 - o réalisées sous le monopole de gestionnaire de réseau public d'Enedis (Catégorie 1) ;
 - o relevant du barème de facturation des opérations de raccordement des utilisateurs des réseaux publics de distribution d'électricité concédés à Enedis (Catégorie 3).
- Une catégorie autorise Enedis ainsi que d'autres acteurs compétents à réaliser des prestations dans un contexte concurrentiel (Catégorie 2).
Ces prestations (Catégorie 2) sont alors décrites à la fin des sections consommateurs ou producteurs de chacun des trois catalogues concernés.

Les prestations peuvent être demandées directement par le client final disposant d'un contrat d'accès au réseau de distribution (CARD) ou par le fournisseur pour le compte du client final lorsque ce dernier dispose d'un contrat unique.

Dans certains cas (identifiés dans les fiches de prestations correspondantes), les prestations peuvent également être demandées par un tiers autorisé ou par le client final en contrat unique.

Les prestations sont réalisées les jours ouvrés (du lundi au vendredi hors jours fériés) et en heures ouvrées (définies selon les organisations locales). A titre exceptionnel, et dans la limite des disponibilités des équipes techniques, certaines prestations peuvent être programmées en dehors des heures ouvrées : elles donnent alors lieu à des majorations de prix reflétant les surcoûts de main d'œuvre engagés.

Une option «express», accessible en fonction des disponibilités des équipes techniques locales, est proposée pour certaines prestations.

Les prestations sont facturées :

- à l'acte pour les plus fréquentes ayant pu faire l'objet d'une normalisation ;
- sur devis pour celles n'ayant pu l'être.

Des frais sont appliqués par Enedis pour les cas suivants :

- annulation tardive d'intervention, moins de 2 jours avant la date programmée (frais de dédit) ;
- intervention qui n'a pas pu être réalisée du fait du fournisseur ou du client final (déplacement vain).

Ces principes de facturation sont susceptibles d'évoluer en fonction du contexte réglementaire ou législatif, ou suite à la demande du régulateur.

- **Les prestations facturées à l'acte :**

Ces prestations sont facturées suivant un barème préétabli.

Les prix indiqués :

- sont exprimés à la fois hors taxes et toutes taxes comprises et concernent les interventions réalisées en heures ouvrées ;
- ne comprennent pas les prix des matériels lorsque ces derniers doivent être fournis par le demandeur (ex : fourniture de transformateurs de courant).

L'option «express», proposée pour certaines d'entre elles, fait l'objet d'un complément de facturation qui s'ajoute au prix initial de la prestation et dont le montant figure au «tableau des autres frais».

- **Les prestations sur devis :**

Pour chaque demande de ce type, un devis est établi sur la base d'un canevas technique pour les opérations standards, ou sur la base des coûts réels pour les autres cas.

- **Les demandes effectuées en dehors des catalogues font également l'objet d'un devis.**

La liste des prestations et services, ainsi que leur prix, est consultable sur le site internet du gestionnaire du réseau de distribution : www.enedis.fr

ANNEXE

CONDITIONS GENERALES DE VENTE POUR LES CLIENTS RESIDENTIELS



Conditions Générales de Vente

d'électricité aux tarifs réglementés pour les clients résidentiels en France métropolitaine continentale.

Novembre 2020

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 réglementation en vigueur.

3. CONTRAT DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ

3-1 Souscription du contrat

• Date de conclusion

Le contrat est conclu à la date de sa signature. Néanmoins, lors d'un emménagement, si le client choisit de souscrire son contrat par téléphone et souhaite être mis en service avant l'expiration du délai de rétractation, le contrat est conclu dès sa date d'acceptation par le client au téléphone.

• Date de prise d'effet

Le contrat prend effet à la date de mise en service ou à la date de changement de fournisseur fixée avec le client, sans préjudice de l'application du droit de rétractation, dans le respect des délais prévus par le catalogue des prestations d'Enedis en vigueur (ci-après, le Catalogue des Prestations). En cas de mise en service, le délai prévisionnel de fourniture d'électricité est de cinq jours ouvrés sur un raccordement existant et de dix jours ouvrés sur un nouveau raccordement. À la demande du client, ces délais peuvent être plus courts moyennant le versement d'un supplément de prix dans les conditions décrites à l'article 6-1. En cas de changement de fournisseur, ce délai ne peut excéder vingt et un jours à compter de la demande du client.

La mise en service est subordonnée au paiement par le client des éventuels montants à sa charge pour la réalisation des travaux de raccordement, notamment le branchement.

La date de prise d'effet figure sur la première facture adressée au client.

• Droit de rétractation

En cas de souscription à distance, le client bénéficie d'un droit de rétractation qu'il peut exercer, sans pénalité et sans avoir à justifier d'un motif quelconque, dans un délai de quatorze jours à compter du lendemain de la date de conclusion du contrat. Lorsque le délai de quatorze jours expire un samedi, un dimanche ou un jour férié ou chômé, il est prorogé jusqu'au premier jour ouvrable suivant.

Le client informe EDF de sa décision de se rétracter en adressant le formulaire de rétractation qui lui a été transmis ou toute autre déclaration dénuée d'ambiguïté exprimant sa volonté de se rétracter.

Lorsque le client souhaite être mis en service avant la fin du délai de rétractation, il doit en faire la demande expresse auprès d'EDF, par tout moyen lorsque le client est en situation d'emménagement, et sur papier ou sur support durable dans les autres situations.

En cas d'exercice de son droit de rétractation, le client est redevable de l'énergie consommée, des prestations réalisées et de l'abonnement jusqu'à la date à laquelle il exerce ce droit.

3-2 Titulaire du contrat

Lors de la souscription du contrat, EDF demande le nom du ou des clients. Cette information est reprise sur la première facture.

Le contrat de fourniture d'électricité est valable uniquement pour le point de livraison considéré. L'électricité livrée à ce titre ne peut en aucun cas être cédée à des tiers, même gratuitement.

3-3 Durée du contrat

À l'exception des abonnements temporaires ou des alimentations provisoires liés à un besoin particulier du client, le contrat est conclu pour une durée d'un an. Il est renouvelé tacitement par périodes d'un an jusqu'à sa résiliation par l'une des parties.

3-4 Résiliation du contrat

• Résiliation du contrat par le client

Le client peut résilier le contrat à tout moment sans pénalité. Le client est responsable de l'abonnement, des consommations enregistrées et des prestations réalisées jusqu'à la résiliation. En cas de changement de fournisseur, le contrat est résilié de plein droit à la date de prise d'effet du nouveau contrat de fourniture du client. Dans les autres cas de résiliation (non-acceptation d'une modification contractuelle proposée par EDF, déménagement du client...), le client doit informer EDF de la résiliation du contrat par tout moyen. La résiliation prend effet à la date souhaitée par le client, qui ne peut être antérieure à la demande.

• Résiliation du contrat par EDF

EDF peut résilier le contrat en cas de non-respect par le client de l'une de ses obligations prévues au contrat, après mise en demeure de remplir ses obligations adressée au client et restée sans effet dans un délai de trente jours. Dans le cas particulier du non-paiement par le client des factures, EDF peut résilier le contrat conformément aux dispositions de l'article 7-4. Le contrat est résilié de plein droit en cas de résiliation du contrat conclu entre EDF et Enedis relatif à l'accès et l'utilisation du RPD.

• Dans tous les cas de résiliation

Le client reçoit une facture de résiliation dans un délai de quatre semaines à compter de la résiliation du contrat. Pour établir cette facture, les consommations font l'objet :

- soit d'un auto-relevé réalisé par le client le jour de la résiliation et communiqué à EDF,
- soit d'une estimation *pro rata temporis*, réalisée par Enedis, basée sur les consommations antérieures du client sur son point de livraison ou, à défaut d'historique disponible et exploitable, sur celles de points de livraison présentant des caractéristiques de consommation comparables (puissance, option tarifaire, zone géographique),

JPL¹
JC

- soit d'un relevé spécial payant lorsqu'il est effectué à la demande du client (le prix figure dans le Catalogue des Prestations ou est obtenu sur simple demande auprès d'EDF).

Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les consommations sont celles télérelevées au jour de la résiliation. À défaut, les consommations font l'objet d'une estimation *pro rata temporis*, réalisée par Enedis ou d'un relevé spécial dans les mêmes conditions que ci-dessus.

Si à la date effective de la fin de son contrat, le client continue de consommer de l'électricité sur son point de livraison, il doit avoir conclu un nouveau contrat de fourniture d'électricité avec EDF ou tout autre fournisseur, prenant effet à cette même date. À défaut, il prend le risque de voir sa fourniture d'électricité interrompue. En aucun cas, le client ne pourra engager la responsabilité d'EDF ou celle d'Enedis pour toute conséquence dommageable de sa propre négligence et en particulier en cas d'interruption de fourniture.

4. CARACTÉRISTIQUES DES TARIFS RÉGLEMENTÉS

4-1 Choix et structure des tarifs réglementés

Les tarifs proposés par EDF sont fixés par les pouvoirs publics. Ils sont disponibles sur son site edf.fr 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 d'électricité 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,
- s'il y a lieu le montant des frais correspondant à des prestations annexes. Le Catalogue des prestations et les prix applicables sont disponibles sur les sites edf.fr, enedis.fr et sur le Catalogue des prestations ou sur simple demande auprès d'EDF. EDF informe le client du prix de la prestation demandée préalablement à toute intervention.

La facture électronique est proposée au client dans le respect des obligations du code de la consommation. L'adresse électronique est utilisée dans la relation entre le client et EDF. Le client a accès à ses factures archivées dans son espace client pendant une durée de 5 ans, sauf en cas de résiliation du contrat. Le client s'engage à informer EDF de tout changement d'adresse électronique. Le client peut s'opposer à tout moment à la facture électronique et recevoir une facture papier à l'adresse postale qu'il aura communiquée lors de la souscription de son contrat.

6-2 Modalités de facturation

Si le client n'a pas opté pour la mensualisation, les factures lui sont adressées tous les deux mois.

EDF adresse au client une facture établie en fonction de ses consommations réelles au moins une fois par an, sur la base des index transmis par Enedis, si le client a permis l'accès à ses index à Enedis. Les autres factures dites « intermédiaires » sont établies sur la base des consommations estimées du client. Selon les situations, les estimations réalisées par EDF sont basées sur :

- la consommation réelle de l'année précédente réalisée sur la même période,
- ou, si l'historique de relevés de compteur n'est pas assez ancien, la consommation réelle récente réalisée sur un mois minimum,
- ou, si aucun relevé réel n'a encore été réalisé, les consommations moyennes constatées pour les autres clients pour la même puissance souscrite et la même option tarifaire sur la période concernée.

Des précisions sont disponibles sur le site edf.fr. Si le client souhaite que ses factures intermédiaires soient établies sur la base des consommations qu'il relève, il peut transmettre à EDF ses index auto-relevés. À cette fin, chaque facture fait apparaître la période durant laquelle le client peut transmettre par internet, par téléphone ou tout moyen à sa convenance, ses index pour une prise en compte dans l'émission de la facture suivante.

Lorsque les index auto-relevés par le client s'avèrent, après contrôle, incohérents avec ses consommations habituelles ou le précédent index relevé par Enedis et transmis à EDF, la facture est établie sur la même base d'estimation des consommations que celle exposée ci-dessus. Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les factures sont établies en fonction d'index télérelevés et transmis par Enedis.

6-3 Changement de tarif

Le tarif applicable au contrat est susceptible d'évoluer suite à une décision des pouvoirs publics.

En cas de modification du tarif entre deux facturations, le relevé des consommations comporte simultanément des consommations payables à l'ancien tarif et au nouveau. Le montant facturé

est alors calculé selon une répartition forfaitaire en proportion de la durée de chaque période écoulée.

Les modifications de tarifs sont applicables en cours d'exécution du contrat et font l'objet d'une information générale.

6-4 Contestation et régularisation de facturation

Les contestations et régularisations de facturation donnent lieu à une facture qui en précise les modalités de calcul.

• Contestation par le client

En application de l'article 2224 du code civil, le client peut contester une ou plusieurs factures pendant une durée maximale de cinq ans à compter du jour où il a eu ou aurait dû avoir connaissance de son droit à agir.

• Régularisation par EDF

EDF peut régulariser les factures pendant une durée maximale de deux ans à compter du jour où elle a eu ou aurait dû avoir connaissance de son droit à agir.

La régularisation ne peut porter sur aucune consommation antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé, sauf dans les deux cas suivants :

- lorsque Enedis a signifié au client, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, le défaut d'accès au compteur et l'absence de transmission par le client d'un index relatif à sa consommation réelle,
- en cas de fraude.

Aucune majoration au titre d'intérêt de retard ou de pénalité ne peut être demandée au client à ce titre. Les fraudes portant sur le dispositif de comptage relèvent du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier seront à la charge du client. Ces frais incluent notamment un « forfait Agent assermenté » dont le montant figure au Catalogue des Prestations.

7. PAIEMENT DES FACTURES

7-1 Paiement des factures

Toute facture doit être payée au plus tard dans un délai de quinze jours calendaires à compter de sa date d'émission. À défaut de paiement intégral dans le délai prévu pour leur règlement, EDF peut relancer le client par tout moyen approprié, y compris par des opérations d'appels par automate. Les sommes dues sont majorées de plein droit de pénalités de retard calculées sur la base d'une fois et demie le taux de l'intérêt légal appliqué au montant de la créance TTC. Le montant de ces pénalités ne peut être inférieur à 7,50 € TTC. Ces pénalités sont exigibles à compter du jour suivant la date de règlement inscrite sur la facture jusqu'à la date de réception du paiement par EDF.

Les factures sont majorées des taxes, contributions et impôts applicables conformément à la réglementation en vigueur au jour de la facturation.

Aucun escompte ne sera appliqué en cas de paiement anticipé.

En cas de pluralité de clients pour un même contrat, ils sont solidairement responsables du paiement des factures.

7-2 Modes de paiement

Le client peut choisir de régler ses factures selon les modes de paiement ci-dessous. Il peut changer de mode de paiement en cours de contrat, et en informe EDF par tout moyen.

• Prélèvement automatique, TIP, TIP en ligne, chèque, carte bancaire

• Mensualisation avec prélèvement automatique

Pour en bénéficier, le client doit avoir choisi le mode de paiement par prélèvement automatique. La mensualisation permet au client de lisser ses paiements en payant un montant identique tous les mois, pendant onze mois. À cette fin, EDF et le client arrêtent d'un commun accord un calendrier de paiements mensuels comprenant onze mensualités de même montant et conviennent que ces montants feront l'objet d'un prélèvement automatique sur un compte bancaire, postal ou de caisse d'épargne. Néanmoins, lors de la mise en place de la mensualisation, le premier calendrier de paiement pourra comporter un nombre d'échéances inférieur aux années suivantes car son calcul dépend de la date de relève du compteur.

En cours de période, lorsqu'EDF reçoit un relevé réel de consommation d'Enedis ou en cas d'auto-relevé, EDF estime le nouveau montant de la facture annuelle. Si l'écart entre la nouvelle estimation et l'estimation initiale est de plus d'une mensualité, le calendrier de paiement pourra être révisé automatiquement à la hausse comme à la baisse.

Sous réserve d'éligibilité au dispositif, le client pourra recevoir mensuellement une proposition d'ajustement de ses mensualités. En cas d'accord du client, un nouveau calendrier de paiement sera établi et lui sera adressé. Le client peut à tout moment refuser la proposition d'ajustement faite par EDF. Une facture de régularisation sera adressée au client une fois par an 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 :**

la facture de résiliation fait apparaître un trop-perçu en faveur du client, EDF rembourse ce montant dans un délai maximal de quinze jours à compter de la date d'émission de la facture de résiliation.

• **En cas de non-respect par EDF de ces délais :** les sommes à rembourser seront majorées, de plein droit et sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités calculées sur la base d'une fois et demie le taux de l'intérêt légal appliqué au montant de la créance TTC. Le montant de ces pénalités ne peut être inférieur à 7,50 € TTC.

7-7 Impôts, taxes et contributions

Les prix afférents au présent contrat sont majorés de plein droit du montant des taxes, impôts, charges, redevances ou contributions de toute nature, actuels ou futurs, supportés ou dus par EDF dans le cadre de la production et/ou de la fourniture d'électricité, ainsi que de l'accès au réseau public de transport et de distribution et son utilisation en application de la législation et/ou de la réglementation. Toutes modifications et/ou évolutions de ces taxes, impôts, charges, redevances ou contributions de toute nature seront immédiatement applicables de plein droit au contrat en cours d'exécution.

8. RESPONSABILITÉ

8-1 Responsabilité d'EDF vis-à-vis du client

EDF est responsable des dommages directs et certains causés au client en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de la fourniture d'électricité, sauf dans les cas de force majeure.

8-2 Responsabilité du client vis-à-vis d'EDF et d'Enedis

Le client est responsable des dommages directs et certains causés à EDF en cas de non-respect de ses obligations contractuelles, sauf en cas de force majeure.

Le client est responsable en cas de non-respect et de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à Enedis suivant les modalités précisées dans l'annexe des présentes Conditions Générales.

9. DONNÉES À CARACTÈRE PERSONNEL

EDF regroupe dans ses fichiers des données à caractère personnel relatives à ses clients. Ces fichiers sont gérés en conformité avec la loi modifiée n°78-17 du 6 janvier 1978 dite « informatique et libertés » et, avec le règlement européen (UE) n°2016/679 dit « RGPD ».

9-1 Quelles données seront collectées sur moi ?

La collecte de certaines données est obligatoire pour permettre l'exécution du contrat.

Il s'agit des données suivantes : les nom, prénom, adresse du client, offre choisie.

D'autres données sont facultatives (coordonnées bancaires, adresse payeur, coordonnées téléphoniques, courrier électronique...) et permettent notamment de faire bénéficier le client d'un accompagnement plus personnalisé et plus fluide (espace client, facture électronique, souscription en ligne du contrat...).

9-2 Dans quel but mes données seront-elles utilisées ?

Les fichiers ont pour finalité générale 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 commerciale par voie électronique par EDF est possible dans le respect de la réglementation. Pour consulter le détail des finalités poursuivies, le client peut consulter et télécharger la Charte de protection des données personnelles d'EDF disponible via le lien <https://particulier.edf.fr/fr/l'accueil/cookies-et-donnees-personnelles/charte-donnees-personnelles.html>

9-3 Qui va accéder à mes données ?

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 ainsi qu'aux tiers autorisés, leurs sont communiquées par EDF.

Le cas échéant, les données nécessaires sont également transmises à des personnes morales dont l'objet est de mener des actions sociales qui apportent notamment des solutions adaptées aux clients en difficulté pour le paiement de leurs factures d'énergie (ex : structures de médiation sociale).

EDF transmettra par ailleurs à ses sous-traitants les données personnelles nécessaires à la réalisation des missions qui leur sont confiées.

9-4 Pendant combien de temps mes données seront-elles conservées ?

EDF ne conserve les données de ses clients que pendant la durée nécessaire à la réalisation de la finalité en vue de laquelle les données sont traitées.

Pour consulter le détail des durées de conservations, finalité par finalité, le client peut consulter la rubrique spécifique de la Charte de protection des données personnelles d'EDF disponible via le lien <https://particulier.edf.fr/fr/l'accueil/cookies-et-donnees-personnelles/charte-donnees-personnelles.html>.

9-5 Quels sont mes droits sur mes données ?

Le client dispose, s'agissant des informations personnelles le concernant, dans les conditions prévues par la réglementation :

- d'un droit d'accès ainsi que d'un droit de rectification dans l'hypothèse où ces informations s'avèreraient inexactes ou incomplètes,
- d'un droit d'opposition, sans frais, à l'utilisation par EDF de ces informations, notamment à des fins de prospection commerciale,
- d'un droit à l'effacement de ses données,
- d'un droit à la limitation du traitement dont ses données font l'objet,
- d'un droit à la portabilité de ses données.

Dans certains cas pour l'exercice de ces droits, EDF pourra demander au client de justifier son identité.

9-6 A qui m'adresser pour exercer mes droits ?

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 client peut exer-

cer ces droits sur son espace client mentionné à l'article 12.

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, 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 RÉCLAMATIONS ET DES LITIGES

10-1 Traitement des réclamations

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 dont les coordonnées figurent sur sa facture.

Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par le Service Clients, il peut saisir l'instance d'appel interne par courrier aux coordonnées suivantes :

EDF Service Consommateurs - TSA 31942,
62978 Arras Cedex 9

Si ce litige concerne l'acheminement, le client peut également formuler sa réclamation directement à Enedis à l'adresse <https://enedis.fr/reclamations> ou, par courrier, aux coordonnées suivantes :

Enedis
Tour Enedis - 34 place des Corolles
92079 PARIS LA DEFENSE 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 <https://enedis.fr/reclamations>.

10-2 Modes de règlement amiable des litiges

Si le client a sollicité par écrit le Service Clients, puis le Service Consommateurs et s'il reste en désaccord avec la réponse du Service Consommateurs, il peut saisir directement et gratuitement le Médiateur de la consommation du groupe EDF référencé par la Commission d'Evaluation et de Contrôle de la Médiation de la Consommation (CECMC) sur le site <https://mediateur.edf.fr> ou, par courrier, aux coordonnées suivantes :

Médiateur du groupe EDF
TSA 50026 - 75804 PARIS CEDEX 8

Indépendamment de ces recours, si, dans un délai de deux mois, la réclamation écrite du client auprès d'EDF n'a pas permis de régler le différend, en cas de litige lié à l'exécution du contrat, il dispose d'un nouveau délai de dix mois pour saisir directement et gratuitement le Médiateur national de l'énergie, référencé par la Commission d'Evaluation et de Contrôle de la Médiation de la Consommation (CECMC),

sur le site <https://energie-mediateur.fr> ou, par courrier, aux coordonnées suivantes :

Médiateur national de l'énergie
Libre réponse n°59252
75443 PARIS CEDEX 9

10-3 Dispositions communes

Ces modes de règlement amiable 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 disposi-

tion 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/dgcrrf/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 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.fr

Direction Commerce

Tour EDF
20 place de La Défense
92050 Paris La Défense cedex

Origine 2019 de l'électricité vendue par EDF :
87,7 % nucléaire, 7,1 % renouvelables (dont 5,6 % hydraulique),
0,6 % charbon, 3,5 % gaz, 1,1 % fioul.
Indicateurs d'impact environnemental sur www.edf.fr

L'énergie est notre avenir, économisons-la !

Synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du Réseau Public de Distribution basse tension pour les clients en Contrat Unique

Identification : Annexe 2 bis (soutirage) au contrat GRD-F
Version : 9.0
Nb. de pages : 7

Préambule

Dans le présent document le terme « GRD » 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 du GRD 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 le GRD 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 au GRD 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 du GRD : www.enedis.fr.

Le Client est informé, préalablement à la conclusion du Contrat Unique, que, sur ce même Site, le GRD publie également :

- ses Référentiels technique et clientèle, qui exposent les règles que le GRD applique à l'ensemble des utilisateurs du RPD ; l'état des publications des règles du Référentiel clientèle du GRD 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 du GRD aux Clients et aux Fournisseurs d'électricité et est disponible sur le site internet du GRD 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 du GRD 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 des PDL. Il suppose l'existence d'un Contrat GRD-F préalablement conclu entre le fournisseur concerné et le GRD. 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 (surchauffe, 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 le GRD, 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.

Réseau Public de Distribution (RPD)

Réseau Public de Distribution d'électricité géré par le GRD. Celui-ci est constitué des ouvrages compris dans les concessions de distribution publique d'électricité, en application des articles L. 2224-31 et suivants du code général des collectivités territoriales et à l'article L111-52 du code de l'énergie, ou conformément aux articles R321-2 et R321-4 du code

de l'énergie définissant la consistance du réseau public de transport d'électricité et fixant les modalités de classement des ouvrages dans les réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

Référentiels (du GRD)

Il s'agit du Référentiel Clientèle et de la Documentation Technique de Référence disponibles aux adresses internet suivantes :

- Le Référentiel Clientèle : <https://www.enedis.fr/documents?types=12>
- La Documentation Technique de Référence : <https://www.enedis.fr/documents?types=11>
- L'état de publication des règles du Référentiel est accessible à l'adresse internet suivante : http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-GUI-CF_04E.pdf.

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, le GRD 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 du GRD le cahier des charges de concession dont relève son PDL, selon les modalités publiées sur le site internet du GRD <http://www.enedis.fr/Concessions>.

Le Client choisit son Fournisseur d'électricité et conclut avec lui un Contrat Unique. Il dispose alors d'un interlocuteur privilégié en la personne de son Fournisseur, tant pour la fourniture d'électricité que pour l'accès et l'utilisation du RPD. Le Client et le GRD 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 du GRD 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 que le GRD peut être amené à entreprendre auprès du Client, en vue d'améliorer la qualité de ses prestations.

Les coordonnées du GRD figurent dans le Contrat Unique du Client.

2. Les obligations du GRD dans le cadre de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

2.1. Les obligations du GRD à l'égard du Client

Le GRD est tenu 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 du GRD.
- 3) garantir l'accès du Client à l'historique disponible de ses données**

de consommation et/ou production, conformément aux modalités définies par le GRD sur son site internet 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 au GRD directement ou via son Fournisseur.

Ces index font l'objet d'un contrôle de cohérence par le GRD notamment sur la base de l'historique de consommation du Client sur ce PDL. Le GRD 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 du GRD accéder au Compteur conformément au paragraphe 3-2 ci-après.

2.2. Les obligations du GRD à l'égard du Client comme du Fournisseur

Le GRD est tenu 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 du GRD en matière de continuité :

Le GRD 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. Le GRD 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 du GRD en matière de qualité de l'onde :

Le GRD 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. Le GRD 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 du GRD 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 du GRD, 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 du GRD.

En cas de coupure longue d'une durée supérieure à celle fixée par la décision en vigueur sur les tarifs d'utilisation du RPD, le GRD verse une pénalité au bénéficiaire 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. À 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 le GRD 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 du GRD ;
- 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 du GRD et de son catalogue des prestations.

Dans le cas où le GRD 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 du GRD, le GRD verse automatiquement au bénéficiaire 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 le GRD est manqué du fait du Client ou du Fournisseur, le GRD facture au Fournisseur un frais pour déplacement vain, sauf lorsque le Client ou le Fournisseur a reporté ou annulé ce rendez-vous plus de 2 jours ouvrés avant la date fixée.

Si le Client démontre qu'il n'a pas été en mesure d'honorer, d'annuler ou de reporter ce rendez-vous en raison d'un cas de force majeure, le GRD 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 du GRD en vigueur.

3) assurer les missions de comptage dont il est légalement investi.

Le GRD est chargé 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 le GRD, 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 du GRD 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 ou son Fournisseur souhaite un service nécessitant un Compteur Communicant alors que le Client n'en dispose pas encore, le GRD installe ce Compteur, sous réserve de faisabilité technique, conformément aux modalités définies dans ses Référentiels et son catalogue des prestations.

Le GRD est en outre chargé 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 du GRD, sauf en cas de détérioration imputable au Client.

Le Client peut demander la vérification des éléments de son dispositif de comptage soit par le GRD, 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 du GRD 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 le GRD, le GRD 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 du GRD. Le GRD 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 le GRD 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 :

- lorsque le GRD 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 le GRD 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, le GRD 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.

Lorsque le GRD est amené 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

Le GRD met à disposition du Client et du Fournisseur un numéro d'appel permettant d'obtenir les renseignements en possession du GRD 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 le GRD à communiquer ses données de comptage à son Fournisseur. Le Client ne peut remettre en cause cette désignation.

• Protection des informations commercialement sensibles :

Le GRD 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 :

Le GRD protège, collecte et traite les données à caractère personnel, conformément à la réglementation relative à la protection des données personnelles et, en particulier de la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978 modifiée, relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés, dite « Informatique et Libertés » et au règlement (UE) n°2016/679 du 27 avril 2016 (règlement général sur la protection des données).

Le GRD ne fait pas de prospection commerciale et ne vend aucune donnée.

Le GRD traite les données personnelles collectées et transmises par les Fournisseurs pour l'exercice de ses missions.

Il s'agit du nom, prénom, civilité, adresse du PDL (Point de Livraison), l'adresse postale et le cas échéant, des données complémentaires : l'adresse électronique du Client et/ou son numéro de téléphone.

Le GRD collecte plusieurs types d'informations par exemple, les index de consommation et la puissance souscrite qui font l'objet d'un traitement informatique afin de permettre au GRD d'assurer ses missions de service public telles que définies par le code de l'énergie, notamment en matière de comptage, d'exploitation, d'investissement et de développement du RPD ou l'intégration des énergies renouvelables.

Les traitements effectués sur les données utilisées et produites par les Compteurs Communicants sont encadrés par le code de l'énergie. Certaines fonctionnalités de paramétrage sont proposées aux Clients. Certaines données sont collectées par défaut. D'autres le sont avec accord du Client :

- par défaut, le GRD collecte les données de consommation journalière (consommation globale du PRM sur une journée) pour permettre au Client de consulter gratuitement l'historique de ses consommations, conformément au code de l'énergie.
- sauf opposition du client les données de consommation fines (horaires et/ou à la demi-heure) sont conservées par défaut, en local, dans la mémoire du compteur du Client sans transmission au GRD ou au Fournisseur ou à un tiers

Ces données de consommation fines (horaire et/ou à la demi-heure) ne sont collectées par le GRD qu'avec le consentement libre, spécifique, éclairé et univoque du Client ou, de manière ponctuelle lorsqu'elles sont nécessaires à l'accomplissement des missions de service public du GRD définies par le code de l'énergie.

La transmission des données de consommation fines (horaires et/ou à la demi-heure) au Fournisseur ou à des tiers ne peut intervenir qu'avec le consentement préalable libre, explicite, éclairé et univoque du Client conformément à la législation sur la protection des données personnelles précitée.

Cette autorisation peut être adressée soit directement au GRD, soit via le Fournisseur. Dans ce dernier cas, le Fournisseur s'engage à recueillir le consentement libre, spécifique, éclairé et univoque préalable du Client et à en apporter la preuve sur simple demande du GRD. En cas de non réponse de justification du recueil du consentement dans un délai défini par la procédure de contrôle concertée par le Fournisseur, à la première demande, le GRD interrompra immédiatement la transmission.

Les données de consommation ne peuvent être conservées que pour une durée maximum de 24 mois. Le GRD peut être amené à conserver les données personnelles du Client collectées par le Fournisseur et

transmises au GRD (hors données de consommation) pendant toute la durée du contrat unique et pendant une période maximale de 5 ans à compter de la résiliation de ce contrat.

Le Client dispose d'un droit d'accès, de rectification et d'opposition pour des motifs légitimes et d'un droit à la limitation du traitement et à la portabilité aux données à caractère personnel le concernant.

Pour exercer son droit de rectification, et de suppression, de limitation et à la portabilité pour les données collectées par le Fournisseur et transmises au GRD, le Client contactera son Fournisseur. Le Fournisseur informera le GRD de l'actualisation des données du Client via la Plateforme d'échanges.

Dans le cas où le Fournisseur prend également en charge la demande du Client de rectification, de suppression, de limitation et à la portabilité pour les données collectées pour les données collectées et utilisées par le GRD, le Fournisseur devra adresser sa demande au GRD.

Le Client peut exercer ce droit directement par courriel (dct-informatiqueetlibertes@enedis.fr) ou par courrier au GRD :
Tour Enedis - Service National Consommateurs - 6^e étage
34, place des Corolles- 92079 Paris La Défense CEDEX

Le courrier doit préciser le nom et prénom, adresse actuelle et référence PDL du Client accompagnée d'une pièce justificative d'identité.

Dans le cas où le GRD reçoit une demande du Client de rectification, de suppression, de limitation et à la portabilité pour les données collectées par le GRD exclusivement alors le GRD traite la demande Client et informe ce dernier qu'il doit s'adresser à son Fournisseur pour les données contractuelles collectées par le Fournisseur.

Dans le cas où le GRD reçoit une demande Client de rectification, de suppression, de limitation et à la portabilité pour les données collectées par le Fournisseur, le GRD informera le Client par courrier que sa demande doit être adressée au Fournisseur.

Le Client a le droit d'introduire une réclamation auprès de la CNIL.

La collecte de certaines données, notamment l'identité ou la raison sociale et l'adresse du client est obligatoire et permet au GRD d'assurer l'exécution du Contrat Unique signé entre le Client et son Fournisseur, pour l'accès et l'utilisation du RPD géré par le GRD. Par ailleurs, le GRD pourrait être amené 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, comme l'adresse électronique et le numéro de téléphone.

Le droit d'opposition et de suppression ne peut être exercé par le Client uniquement pour les données personnelles qui ne sont pas indispensables à l'exercice des obligations légales du GRD.

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 du GRD est engagée au titre du paragraphe 6-1

2.3. Les obligations du GRD à l'égard du Fournisseur

Le GRD 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 du GRD.

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.

Le GRD 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, le GRD n'encourt de responsabilité en raison de la défektivité ou d'un défaut de sécurité des installations intérieures du Client ;
- ne pas raccorder un tiers à son installation intérieure.

Le GRD se réserve le droit de contrôler le respect de ces obligations par le Client.

2) garantir le libre accès et en toute sécurité du GRD au dispositif de comptage

Le Client s'engage à prendre toute disposition pour permettre au GRD 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 le GRD 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 au GRD 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 du GRD. Si un Compteur n'a pas pu être relevé du fait de l'impossibilité de cet accès, le GRD 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 du GRD.

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 du GRD.

4) le cas échéant, déclarer et entretenir les Installations de Production autonome dont il dispose

Le Client peut mettre en œuvre des Installations de Production d'électricité raccordées aux installations de son PDL, qu'il exploite à ses frais et sous sa seule et entière responsabilité. Pour cela, le Client doit informer le GRD et le Fournisseur, au plus tard un mois avant leur mise en service, de l'existence d'installations de Production d'électricité raccordées 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 du GRD.

En aucun cas la mise en œuvre d'une ou plusieurs Installations de Production ne peut intervenir sans l'accord écrit du GRD

5) Veiller à la suppression du raccordement s'il souhaite interrompre définitivement son accès au RPD.

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 du GRD, 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 du GRD 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 au GRD ou à un tiers ;
- l'informer en cas de défaillance du Fournisseur telle que décrite à l'article 5.4 ;
- l'informer et souscrire pour son compte la formule tarifaire d'acheminement et la puissance, étant rappelé que les heures réelles de début et de fin des périodes tarifaires peuvent s'écarter de quelques minutes des horaires théoriques des plages temporelles déterminées localement ;
- payer au GRD 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 du GRD à :

- désigner un responsable d'équilibre pour l'ensemble de ses Clients ;
- mettre à disposition du GRD 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 du GRD 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.

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 le GRD.

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 le GRD, 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 du GRD

Conformément aux prescriptions du cahier des charges de concession et à la réglementation en vigueur, le GRD 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 du GRD ;
- modification, dégradation ou destruction volontaire des ouvrages et comptages exploités par le GRD, 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 le GRD ;
- refus du Client de laisser le GRD 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 au GRD de procéder à la suspension de l'alimentation en électricité du Client ;
- ou de demander au GRD 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 du GRD vis-à-vis du Client

Le GRD est seul 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 du GRD pour les engagements du GRD 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 du GRD

Le Client est responsable des dommages directs et certains causés au GRD 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 GRD peut engager une procédure de règlement amiable avec le Client ou saisir la juridiction compétente. Elle en tient informé le Fournisseur.

Par ailleurs, il est recommandé au Client de disposer d'une assurance responsabilité civile pour couvrir les dommages que lui-même ou ses installations sont susceptibles de causer au réseau de distribution.

6.3. Responsabilité entre le GRD et le Fournisseur

Le GRD 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.

Le GRD est responsable des préjudices directs et certains subis par le Fournisseur ayant pour origine le non-respect des engagements et obligations du GRD vis-à-vis du Client.

6.4. Régime perturbé et force majeure

Un événement de force majeure désigne tout événement échappant au contrôle du débiteur, qui ne pouvait être raisonnablement prévu lors de la conclusion du contrat et dont les effets ne peuvent être évités par des mesures appropriées empêchant l'exécution de son obligation, mentionnée dans le présent contrat, par le débiteur.

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 du GRD 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 le GRD 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 du GRD ;
- 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 du GRD en utilisant le formulaire « Réclamation » disponible sur le Site Internet du GRD <http://www.enedis.fr/reclamations> ou bien en adressant un courrier au GRD.

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 au GRD, avec l'ensemble des pièces utiles au traitement de sa réclamation.

Le Fournisseur transmet au GRD 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 le GRD, selon les modalités convenues. À 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, le GRD 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 du GRD ou au non-respect de ses engagements, adresse une réclamation en ce sens à son Fournisseur ou au GRD. 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, le GRD 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 au GRD, 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, le GRD 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 au GRD, via son Fournisseur, d'organiser ou organiser lui-même une expertise amiable. À 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 le GRD, le Client peut saisir l'instance de recours au sein du GRD 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 du GRD en vue d'un examen de sa demande. Les coordonnées desdits services sont disponibles sur simple demande auprès du GRD.

Si le Client est un particulier ou un non-professionnel ou un professionnel appartenant à la catégorie des micro-entreprises mentionnée à l'article 51 de la loi n°2008-776 du 4 août 2008, il peut également faire appel au Médiateur National de l'Énergie, conformément à l'article L122-1 du code de l'énergie. Le différend doit alors faire l'objet d'une réclamation écrite préalable du Client au Fournisseur ou au GRD, 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 16/12/2021

Reçu en préfecture le 16/12/2021

Affiché le

ID : 035-200050425-20211210-C_CONCESSION-CC

ANNEXE 7bis

CONDITIONS GENERALES DE VENTE POUR LES CLIENTS NON RESIDENTIELS



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

1^{er} janvier 2021

Envoyé en préfecture le 16/12/2021

Reçu en préfecture le 16/12/2021

Affiché le

ID : 035-200050425-20211210-C_CONCESSION-CC

À compter du 1^{er} 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 alimentés en basse tension sous une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

Il est précisé qu'avec la souscription d'un contrat de fourniture d'électricité, le client conserve une

relation contractuelle directe avec Enedis pour les prestations relevant de l'acheminement de l'électricité sur le RPD. Les engagements d'EDF et d'Enedis vis-à-vis du client, ainsi que les obligations que doit respecter le client à leur égard, sont décrits dans les présentes Conditions Générales et dans la synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD figurant en annexe.

Article 2 : DISPOSITIONS GÉNÉRALES

Les présentes Conditions Générales sont tenues à la disposition de toute personne qui en fait la demande. Elles sont disponibles et téléchargeables sur le site Internet <http://www.edf.fr>. Elles sont en outre remises à tout client souscrivant un contrat de fourniture d'électricité au tarif réglementé, conformément à la réglementation en vigueur.

Article 3 : CONTRAT DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ

3-1 Souscription du contrat

En application du II de l'article L.337-7 du code de l'énergie, les consommateurs finals non domestiques qui emploient moins de 10 personnes et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels n'excèdent pas 2 millions d'euros devront attester préalablement à la souscription d'un nouveau contrat aux tarifs réglementés qu'ils remplissent ces critères. Ils portent la responsabilité du respect desdits critères pour leur contrat.

Le contrat prend effet à la date de mise en service ou à la date de changement de fournisseur fixée avec le client, dans le respect des délais prévus par le catalogue des prestations d'Enedis en vigueur (ci-après, le Catalogue des Prestations). En cas de mise en service, le délai prévisionnel de fourniture d'électricité est de cinq jours ouvrés sur un raccordement existant et de dix jours ouvrés sur un nouveau raccordement. À la demande du client, ces délais peuvent être plus courts moyennant le versement d'un supplément de prix dans les conditions décrites à l'article 6-1. En cas de changement de fournisseur, ce délai ne peut excéder vingt et un jours à compter de la demande du client.

La mise en service est subordonnée au paiement par le client des éventuels montants à sa charge pour la réalisation des travaux de raccordement, notamment le branchement. La date d'effet du contrat figure sur la première facture adressée au client.

3-2 Titulaire du contrat

Lors de la souscription du contrat, EDF demande le nom ou la raison sociale du client. Cette information est reprise sur la première facture et désigne le titulaire du contrat.

Le cas échéant, EDF demande également le numéro de SIREN du client.

Le contrat de fourniture d'électricité est valable uniquement pour le point de livraison considéré. L'électricité livrée à ce titre ne peut en aucun cas être cédée à des tiers, même gratuitement.

3-3 Durée du contrat

À l'exception des abonnements temporaires ou des alimentations provisoires liés à un besoin particulier du client, le contrat est conclu pour une durée d'un an. Il est renouvelé tacitement par périodes d'un an jusqu'à sa résiliation par l'une des parties.

3-4 Résiliation du contrat

• Résiliation du contrat par le client

Le client peut résilier le contrat à tout moment sans pénalité. Il est responsable du paiement de l'abonnement, des consommations enregistrées et des prestations réalisées jusqu'à la résiliation.

En cas de changement de fournisseur, le contrat est résilié de plein droit à la date de prise d'effet du nouveau contrat de fourniture du client.

Dans les autres cas de résiliation (non-acceptation d'une modification contractuelle proposée par EDF, déménagement du client...), le client doit informer EDF de la résiliation de son contrat par tout moyen. La résiliation prend alors effet à la date souhaitée par le client qui ne peut être antérieure à la demande.

En application du III de l'article L.337-7 du code de l'énergie, les clients finals non résidentiels qui emploient moins de 10 personnes et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels n'excèdent pas 2 millions d'euros sont tenus de résilier leur contrat dans un délai d'un mois, dès lors qu'ils ne remplissent plus ces critères. Ils portent la responsabilité du respect desdits critères pour leur contrat.

• Résiliation du contrat par EDF

EDF peut résilier le contrat en cas de non-respect par le client de l'une de ses obligations prévues au présent contrat, après mise en demeure de remplir ses obligations, adressée au client et restée sans effet dans un délai de trente jours.

CONDITIONS GÉNÉRALES DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ

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 facturations complémentaires d'EDF disponible sur le site <http://www.edf.fr> ou obtenu sur simple demande auprès d'EDF.

La modification de l'option tarifaire est possible, après l'avoir conservée au moins douze mois consécutifs, dans les conditions prévues dans le tarif d'utilisation du RDP consultable sur le site <http://www.enedis.fr/tarif-acheminement>.

En cas de modification des caractéristiques contractuelles, il n'y a pas d'application rétroactive du nouveau tarif donnant lieu à un remboursement au client.

Article 5 : INTERRUPTION DE LA FOURNITURE À L'INITIATIVE D'EDF

EDF peut demander à Enedis de procéder à l'interruption de fourniture ou à la réduction de la puissance en cas de manquement contractuel ou en cas de non-paiement des factures conformément à l'article 7-4.

Article 6 : FACTURATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DES PRESTATIONS DIVERSES

6-1 Établissement de la facture

Chaque facture d'électricité est établie conformément à la réglementation en vigueur. Conformément à l'article 289 du Code Général des Impôts, le client accepte de recevoir ses factures par voie dématérialisée, sous réserve de l'application de l'article L.224-12 du Code de la consommation.

La facture comporte notamment :

- Le montant de l'abonnement correspondant à la période suivante de facturation,
- La consommation d'électricité (relevée ou estimée) et son montant sur la période de facturation.

La facture comporte s'il y a lieu, le montant des frais correspondant à des prestations annexes. Les catalogues de ces prestations et les prix applicables sont disponibles sur les sites http://www.enedis.fr/Catalogue_des_prestations 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.

CONDITIONS GÉNÉRALES DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ

Lorsque le point de livraison est **équipé d'un compteur communicant**, la facturation est mensuelle et, sauf refus du client ou impossibilité technique, associée à une facture dématérialisée et à un paiement par prélèvement automatique.

EDF adresse au client une facture établie en fonction de ses consommations réelles au moins une fois par an, sur la base des index transmis par Enedis, si le client a permis l'accès de ses index à Enedis.

- Pour les points de livraison équipés d'un **compteur non communicant**

Les autres factures dites « intermédiaires » sont établies sur la base des consommations estimées du client, c'est à dire sur la base de ses consommations réelles antérieures ou, à défaut, à partir de consommations moyennes constatées pour la même puissance souscrite et la même option tarifaire sur la période concernée.

Si le client souhaite que ses factures intermédiaires soient établies sur la base de ses consommations réelles, celui-ci peut gratuitement et sur simple demande, transmettre ses index auto-relevés. À cette fin, chaque facture fait apparaître la période durant laquelle le client peut transmettre ses index par téléphone à un conseiller client, ou tout autre moyen à sa convenance, pour une prise en compte dans l'émission de la facture suivante. Le numéro d'appel, non surtaxé, figure sur la facture. Lorsque les index auto-relevés par le client s'avèrent après contrôle, incohérents avec ses consommations habituelles ou les précédents index relevés par Enedis, la facture est alors établie sur la même base d'estimation de consommations que celle exposée ci-dessus.

- Lorsque le point de livraison est équipé d'un **compteur communicant**, les factures sont établies en fonction d'index télérelevés et transmis par Enedis.

6-3 Changement de tarif

Le tarif applicable au contrat est susceptible d'évoluer suite à une décision des pouvoirs publics. En cas de modification du tarif entre deux facturations, le relevé des consommations comporte simultanément des consommations payables à l'ancien et au nouveau tarif. Le montant facturé est alors calculé selon une répartition forfaitaire proportionnelle au nombre de jours de la durée de chaque période écoulée. Les modifications de tarifs sont applicables en cours d'exécution du contrat et font l'objet d'une information générale.

6-4 Contestations et régularisations de facturation

Les contestations et régularisations de facturation donnent lieu à une facture qui en précise les modalités de calcul.

Contestation

En application de l'article 2224 du code civil, le client et EDF peuvent contester une ou plusieurs factures pendant une durée maximale de cinq ans à compter du jour où la partie qui conteste, a eu, ou aurait dû avoir connaissance de son droit d'agir.

Par exception, conformément à l'article 1 de la loi 68-1250 du 31 décembre 1968, EDF peut contester les factures à l'encontre d'une personne publique pendant une durée de quatre ans à compter du 1^{er} janvier de l'année suivant celle au cours de laquelle le droit a été acquis.

Régularisation par EDF

La régularisation ne peut porter sur aucune consommation antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé, sauf dans les deux cas suivants :

- lorsqu'Enedis a signifié au client, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, le défaut d'accès au compteur et l'absence de transmission par le client d'un index relatif à sa consommation réelle,
- en cas de fraude.

Le redressement est calculé selon les tarifs en vigueur au moment des faits. Aucune majoration au titre d'intérêt de retard ou de pénalité ne peut être demandée au client à ce titre.

Les fraudes portant sur le dispositif de comptage relèvent du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier seront à la charge du client. Ces frais incluent notamment un « forfait Agent assermenté » dont le montant figure au Catalogue des Prestations.

Article 7 : PAIEMENT DES FACTURES

7-1 Paiement des factures et pénalités de retard

Toute facture doit être payée au plus tard dans un délai de quinze jours calendaires à compter de sa date d'émission.

Le règlement est réputé réalisé à la date de réception des fonds par EDF.

À défaut de paiement intégral dans le délai prévu pour leur règlement, EDF peut relancer le client par tout moyen approprié, y compris par des opérations d'appels par automate. Les sommes dues sont majorées de plein droit, sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités de retard dont le taux est égal au taux d'intérêt appliqué par la Banque Centrale Européenne à ses opérations principales de refinancement les plus récentes majoré de dix points de pourcentage.

Ces pénalités s'appliquent au montant de la créance TTC et sont exigibles à compter du jour suivant la date de règlement inscrite sur la facture jusqu'à la date de réception des fonds par EDF.

Par ailleurs, conformément à l'article L441-9 du code de commerce, tout client en situation de retard de paiement est également débiteur de plein droit, par facture impayée dans les délais, d'une indemnité forfaitaire pour frais de recouvrement. Son montant fixé par décret est actuellement de 40 euros selon le décret n°2012-1115 du 2 octobre 2012.

Si EDF exposait des frais de recouvrement supérieurs au montant prévu ci-avant, EDF pourrait demander au client une indemnisation complémentaire sur justification.

En application de l'article 256 du code général des impôts, les intérêts de retard de paiement et l'indemnité forfaitaire pour frais de recouvrement de 40 euros ne sont pas soumis à TVA.

Les factures sont majorées des taxes, contributions et impôts applicables conformément à la réglementation en vigueur au jour de la factu-

ration. Aucun escompte ne sera appliqué en cas de paiement anticipé.

7-2 Modes de paiement

Le client peut choisir de régler ses factures selon les modes de paiement ci-dessous.

- **Prélèvement automatique** (à la date de règlement figurant sur la facture)
Le client peut demander que le montant de ses factures soit prélevé automatiquement sur son compte bancaire, postal ou de caisse d'épargne. Dans ce cas, le client doit retourner à EDF un mandat SEPA (Single Euro Payments Area) dûment complété et signé.
- **TIP (papier ou en ligne), chèque, télépaiement et carte bancaire via internet,**
- **Mandat compte** dans un bureau de poste, muni de sa facture.

Enfin, conformément aux articles R. 124-1 et suivants du Code de l'énergie, le client peut régler ses factures avec un chèque énergie à condition que son Contrat couvre simultanément des usages professionnels et non professionnels et que les ressources de son foyer sont inférieures à un montant fixé par décret.

Le client peut changer de mode de paiement en cours de contrat. Il en informe EDF par tout moyen.

Pour les clients soumis aux règles de la comptabilité publique, des modes de règlement compatibles sont acceptés.

7-3 Responsabilité du paiement

Selon les indications du client, les factures sont expédiées :

- soit au titulaire du contrat à l'adresse du point de livraison,
- soit au titulaire du contrat à une adresse différente de celle du point de livraison,
- soit à l'adresse d'un tiers désigné comme payeur par le titulaire du contrat.

Dans tous les cas, le titulaire du contrat reste responsable du paiement intégral des factures.

7-4 Mesures prises par EDF en cas de non-paiement

En l'absence de paiement intégral à la date limite de règlement indiquée sur la facture, sans préjudice des dispositions de l'article R124-16 du code de l'énergie, EDF informe le client par courrier valant mise en demeure que :

- à défaut de règlement dans un délai supplémentaire de dix jours par rapport à la date limite de paiement indiquée sur sa facture, sa fourniture d'électricité pourra être suspendue ou la puissance limitée pour les sites équipés d'un compteur communicant,
- si aucun paiement n'est intervenu dix jours après l'échéance de ce délai supplémentaire de dix jours, sans préjudice des dispositions de l'article L115-3 du code de l'action sociale et des familles, EDF pourra résilier le contrat de plein droit.

Lorsque la facture d'électricité du contrat relatif aux parties communes d'un immeuble n'a pas été acquittée à la date limite de paiement, il sera fait application de l'article 8 du décret 2008-780 du 13 août 2008.

CONDITIONS GÉNÉRALES DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ

Sans préjudice des dispositions de l'article R124-16 du code de l'énergie, tout déplacement d'Enedis pour suspension de fourniture ou limitation de puissance, que la prestation ait été réalisée ou non, donne lieu à facturation de frais, conformément au Catalogue des Prestations. Ces frais sont communiqués sur simple demande auprès d'EDF.

7-5 Délai de remboursement

• En cours de contrat

Lorsque la facture fait apparaître un trop-perçu en faveur du client (notamment en cas de régularisation des consommations estimées suite au relevé des consommations réelles du client), EDF le rembourse au plus tard sur la facture suivante lorsque ce trop-perçu est inférieur à 50 euros, sauf si le client demande son remboursement.

À partir de ce montant, le trop-perçu est remboursé par EDF dans un délai de quinze jours à compter de l'émission de la facture ou de la demande du client.

• En cas de résiliation

Si la facture de résiliation fait apparaître un trop-perçu en faveur du client, EDF rembourse ce montant dans un délai maximal de quinze jours à compter de la date d'émission de la facture de résiliation.

• En cas d'application de l'article 6-4 susvisé

EDF s'engage à rembourser au client un éventuel trop-perçu le plus tôt possible et, en tout état de cause, dans un délai inférieur à deux mois à compter de l'accord d'EDF sur le montant du trop-perçu. En cas de non-respect par EDF de ce délai, les sommes à rembourser seront majorées de plein droit, et sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités dont le taux est égal au taux d'intérêt appliqué par la Banque Centrale Européenne à ses opérations principales de refinancement les plus récentes majoré de dix points de pourcentage et qui est appliqué au montant de la créance TTC. Ces pénalités ne peuvent être inférieures à un montant minimum de 40 € HT.

7-6 Impôts, taxes et contributions

Les prix afférents au présent contrat sont majorés de plein droit du montant des impôts, taxes, charges, redevances ou contributions de toute nature, actuels ou futurs, supportés ou dus par EDF dans le cadre de la fourniture d'électricité, ainsi que de l'accès au réseau public de transport et de distribution et son utilisation en application de la législation et/ou de la réglementation. Toutes modifications et/ou évolutions de ces impôts, taxes, charges, redevances ou contributions de toute nature seront immédiatement applicables de plein droit au contrat en cours d'exécution.

Article 8 : RESPONSABILITÉ

8-1 Responsabilité d'EDF vis-à-vis du client

EDF est responsable des dommages directs et certains causés au client en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de la fourniture d'électricité, sauf dans les cas de force majeure.

8-2 Responsabilité du client vis-à-vis d'EDF et d'Enedis

Le client est responsable des dommages directs et certains causés à EDF en cas de non-respect de ses obligations contractuelles, sauf en cas de force majeure.

Le client est responsable en cas de non-respect et de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à Enedis suivant les modalités précisées dans la synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RDP figurant en annexe.

Article 9 : DONNÉES À CARACTÈRE PERSONNEL

EDF collecte, en conformité avec la loi modifiée n° 78-17 du 6 janvier 1978 dite « informatique et libertés » et le règlement (UE) 2016/679 dit « RGPD », certaines données à caractère personnel (DCP) relatives à ses clients dans des fichiers informatisés.

Pour accéder au détail des données collectées, toute personne physique concernée peut consulter et télécharger la Politique de gestion des données personnelles du Marché d'Affaires d'EDF à l'adresse <https://www.edf.fr/charte-protection-donnees-personnelles-entreprises-collectivites>.

La collecte de DCP a pour finalités générales la gestion des contrats (dont le suivi de consommation, la facturation et le recouvrement) et les opérations commerciales (dont la prospection commerciale, y compris par voie électronique dans le respect de la réglementation) réalisées par EDF.

Pour accéder au détail des finalités poursuivies pour chaque collecte de donnée, toute personne physique concernée peut consulter et télécharger la Politique de gestion des données personnelles du Marché d'Affaires d'EDF à l'adresse <https://www.edf.fr/charte-protection-donnees-personnelles-entreprises-collectivites>.

Les DCP nécessaires à Enedis et, le cas échéant, aux tiers autorisés, leur sont communiquées par EDF.

EDF transmettra par ailleurs à ses sous-traitants les DCP nécessaires à la réalisation des missions qui leur sont confiées.

EDF ne conserve les DCP que pendant la durée nécessaire à la réalisation de la finalité en vue de laquelle les données sont recueillies.

Pour accéder au détail des durées de conservations, finalité par finalité, toute personne physique concernée peut consulter et télécharger la Politique de gestion des données personnelles du Marché d'Affaires d'EDF à l'adresse <https://www.edf.fr/charte-protection-donnees-personnelles-entreprises-collectivites>.

Pour les DCP les concernant, les personnes physiques disposent :

- d'un droit d'accès ainsi que d'un droit de rectification dans l'hypothèse où ces informations s'avèreraient inexactes ou incomplètes,
- d'un droit d'opposition, sans frais, à l'utilisation par EDF de ces informations à des fins de prospection commerciale,

- d'un droit à l'effacement de ses données,
- d'un droit à la limitation du traitement dont leurs données font l'objet, dans les conditions précisées dans le RGPD,
- d'un droit à la portabilité et à l'effacement en application de la réglementation.

Dans certains cas pour l'exercice de ces droits, EDF pourra demander à la personne physique concernée de justifier son identité.

Toute personne physique concernée peut exercer les droits susvisés auprès de l'entité d'EDF qui gère son contrat. Les coordonnées de cette entité figurent sur les factures qui lui sont adressées.

L'exercice des droits susvisés peut s'exercer en ligne sur l'espace personnel du client, par courrier électronique à l'adresse « vosdonnees@edf.fr » 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.

CONDITIONS GÉNÉRALES DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ

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 !

ANNEXE 8

CONDITIONS GENERALES D'ACCES AU RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION HTA OU BASSE TENSION POUR LES CLIENTS ALIMENTS EN ELECTRICITE

Préambule

Vu le code de l'énergie et notamment ses articles L4111-1 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 :
 - o les annexes 1 bis et 2 bis du contrat GRD-F sont reproduites par le Fournisseur en annexe du Contrat Unique et permettent une consultation simple et rapide des dispositions générales d'accès au RPD applicables au client (énoncées par les annexes 1 à 3 du contrat GRD-F) ;
 - o lorsque le client a opté pour un contrat au tarif réglementé de vente, les conditions générales au tarif réglementé de vente reprennent également ces dispositions générales d'accès au RPD décrites dans le contrat GRD-F, qu'Enedis applique à l'ensemble des utilisateurs ;
 - o l'intégralité des clauses des contrats uniques et des contrats au tarif réglementé de vente sont disponibles auprès des fournisseurs concernés.
- Lorsque le client dispose d'un contrat CARD, les modèles de conditions générales et particulières publiés sur le site internet d'Enedis permettent également la consultation des dernières dispositions contractuelles en vigueur pour l'accès et l'utilisation du RPD en CARD.

Le contrat d'accès au RPD souscrit par chaque client comporte les clauses d'accès et d'utilisation du RPD correspondant à sa catégorie. En cas de contradiction entre la présente annexe et le contrat d'accès au RPD souscrit par le client, les clauses du contrat d'accès au RPD prévalent.

Tout engagement complémentaire ou différent de ceux énoncés dans les dispositions générales d'accès au RPD applicables au client, que le Fournisseur aurait souscrit envers le client en Contrat Unique ne saurait être opposable à Enedis et engage le seul Fournisseur à l'égard du client.

1. Objet

Les présentes conditions générales telles qu'elles résultent des cahiers des charges de concession pour le service public de la distribution d'électricité reprennent de manière synthétique les clauses des contrats relatifs à l'accès et l'utilisation du RPD en soutirage, qui explicitent les engagements d'Enedis, du client, ainsi que le cas échéant du Fournisseur si le client final dispose d'un Contrat Unique.

Les présentes conditions générales sont tenues à disposition de toute personne qui en fait la demande. Elles sont annexées au cahier des charges de concession disponible sur le site internet www.enedis.fr.

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 ;

- transmettre à RTE, et le cas échéant au Responsable d'Equilibre désigné par le Fournisseur, les données 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.

3. Raccordement

3.1 Demande de raccordement d'un point de livraison au RPD :

La prise d'effet d'un contrat d'accès au RPD (CARD ou Contrat Unique) est subordonnée au raccordement effectif et direct au RPD du point de livraison concerné et à la réalisation de l'installation intérieure conformément à la réglementation et aux normes applicables.

Le client qui demande un raccordement ou une évolution de son raccordement peut contacter directement Enedis ou confier à un mandataire l'ensemble des démarches.

3.2 Travaux de raccordement :

Lorsqu'une demande de raccordement ou d'évolution de raccordement existant est formulée par le client, Enedis se rapproche de lui ou de son mandataire pour étudier les modalités de raccordement au RPD pertinentes et adaptées à ses besoins de puissance, ceux-ci pouvant nécessiter la création d'ouvrages de raccordement.

La puissance de raccordement demandée ne peut être mise à disposition qu'après le délai de réalisation des travaux éventuellement nécessaires.

3.3 Facturation du raccordement :

Les conditions de facturation du raccordement au RPD sont communiquées au client qui en fait la demande par Enedis.

3.4 Moyens de production présents chez le client :

L'accord préalable et écrit d'Enedis est nécessaire avant la mise en œuvre de moyens de production. Cet accord pourra notamment porter sur la spécification des matériels utilisés, en particulier les dispositifs de protection de découplage, qui doivent être conformes aux dispositions législatives et réglementaires en vigueur.

Pour le cas où le client entendrait céder tout ou partie de l'énergie électrique produite par les installations de son site, il lui appartiendrait de se rapprocher d'Enedis conformément aux informations figurant sur son site internet pour définir avec elle les modalités de souscription d'un contrat spécifique relatif à l'injection de ladite énergie sur le RPD.

4. Mise en œuvre de l'accès et de l'utilisation du RPD

4.1 Principes généraux :

Les prestations d'accès et d'utilisation du RPD sont réalisées par Enedis conformément aux modalités définies dans les référentiels d'Enedis et au catalogue des prestations.

Dans le cas où Enedis n'est pas en mesure d'honorer un rendez-vous, il lui appartient d'en informer le client au moins deux jours ouvrés avant. Si elle ne le fait pas et que le rendez-vous est manqué du fait d'Enedis, Enedis verse automatiquement au bénéfice du client, via son Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, un frais d'un montant égal à celui facturé en cas de déplacement vain.

4.2 Mise en service à la suite d'un raccordement nouveau

A titre d'information, Enedis ne peut mettre en service que des Points de Livraison satisfaisant aux conditions cumulatives suivantes :

- acceptation par le client ou le pétitionnaire du devis des travaux de raccordement établi par Enedis ;
- réalisation des travaux de raccordement au RPD ainsi que des travaux éventuellement nécessaires incombant au client ou au pétitionnaire ;
- paiement complet à Enedis des sommes dues par le client ou le pétitionnaire ;
- fourniture à Enedis par le client ou le pétitionnaire, d'une attestation de conformité des installations électriques intérieures du client aux règlements et normes de sécurité en vigueur, dès lors que ces installations sont soumises aux dispositions des articles D342-18 à D342-21 du code de l'énergie ;
- à la conclusion d'un Contrat Unique ou d'accès au réseau.

4.3 Mise en service sur raccordement existant :

A titre d'information, Enedis ne peut mettre en service que des Points de Livraison satisfaisant aux conditions cumulatives suivantes :

- réalisation des travaux éventuellement nécessaires incombant au client ou au pétitionnaire ;
- fourniture à Enedis par le client d'une attestation de conformité des installations électriques intérieures du client aux règlements et normes en vigueur dès lors que celles-ci sont soumises aux dispositions des articles

D342-18 à D342-21 du code de l'énergie (rénovation complète des installations ayant nécessité une 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 ;

- de mettre à disposition du Fournisseur en Contrat Unique l'ensemble des données de comptage lui permettant de facturer ses livraisons d'énergie électrique au client conformément aux modalités décrites dans le contrat GRD-F ;

- la transmission à RTE des données de reconstitution des flux ;

6.1 Pose du dispositif de comptage

Le dispositif de comptage permet la mesure et le contrôle des caractéristiques de l'électricité acheminée et leur adaptation aux conditions du contrat souscrit par le client. Il est décrit dans le contrat du client.

La pose d'un compteur communicant s'effectue à l'initiative d'Enedis conformément aux dispositions des articles R341-4 à R341-8 du code de l'énergie.

Dans le cas où le client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA, si le client souhaite un service nécessitant la pose d'un compteur communicant alors qu'il n'en dispose pas encore, Enedis installe ce compteur, sous réserve de faisabilité technique, conformément aux modalités définies dans ses référentiels et ses catalogues des prestations.

6.2 Vérification, entretien et renouvellement des équipements du dispositif de comptage

Le contrôle des équipements du dispositif de comptage est assuré par Enedis.

Le client ou son Fournisseur en Contrat Unique peut à tout moment demander à Enedis une vérification métrologique des équipements du dispositif de comptage, dans les conditions décrites aux catalogues des prestations d'Enedis en vigueur de la catégorie concernant le client.

L'entretien et le renouvellement des équipements du dispositif de comptage fournis par Enedis sont assurés par Enedis. Les frais correspondants sont à la charge d'Enedis, sauf détérioration imputable au client. L'entretien et le renouvellement des équipements du dispositif de comptage non fournis par Enedis sont sous la responsabilité du client. Lorsque l'opération d'entretien ou de renouvellement nécessite la dépose des scellés, la présence d'Enedis est obligatoire et le client est tenu de demander l'intervention d'Enedis, par l'intermédiaire de son Fournisseur s'il dispose d'un Contrat Unique, en préalable à l'opération. Cette opération est réalisée et facturée conformément aux catalogues des prestations en vigueur de la catégorie concernant le client.

Lorsqu'un compteur a été fourni par le client, le Fournisseur est tenu de souscrire une prestation de synchronisation dudit compteur dans les conditions décrites au catalogue des prestations d'Enedis en vigueur. Le renouvellement de ce compteur pour le mettre en conformité avec la réglementation est sous la responsabilité d'Enedis conformément à l'article L 322-8 du code de l'énergie.

6.3 Fraude et dysfonctionnement du matériel de comptage

Le client doit veiller à ne pas porter atteinte à l'intégrité et au bon fonctionnement des appareils permettant le calcul de ses consommations d'électricité. Les fraudes portant sur le matériel de comptage sont traitées dans le cadre du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier sont à la charge du client.

En cas de dysfonctionnement du dispositif de comptage, ayant une incidence sur l'enregistrement des consommations, ou de fraude dûment constatée par Enedis, Enedis informe le client de l'évaluation des consommations à rectifier. Cette évaluation est faite par comparaison avec des périodes similaires de consommation du point de livraison concerné ou à défaut de celles d'un point de livraison présentant des caractéristiques de consommation comparables. Enedis peut modifier cette évaluation sur la base d'éléments circonstanciés communiqués par le client. Sans réponse du client à la proposition d'évaluation dans un délai de 30 jours calendaires, l'évaluation produite est considérée comme validée et Enedis procède à la rectification.

Dans le cadre d'un Contrat Unique, le Fournisseur est chargé du recouvrement de la facture rectificative.

6.4 Accès au dispositif de comptage

Le client s'engage à prendre toute disposition pour permettre à Enedis d'effectuer :

- la pose, la modification, l'entretien et la vérification du matériel de comptage ; dans le cadre du déploiement des compteurs communicants, le client doit laisser Enedis procéder au remplacement du compteur conformément aux dispositions des articles R341-4 à R 341-8 du code de l'énergie ;

- le dépannage des dispositifs de comptage, conformément à la mission dévolue à Enedis en application de l'article L 322-8 du code de l'énergie ;

- le relevé du compteur autant de fois que nécessaire (au moins une fois par an lorsque le client dispose d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA). Dans les cas où l'accès au compteur nécessite la présence du client, celui-ci est informé au préalable du passage d'Enedis.

Si un compteur n'a pas pu être relevé au cours des douze derniers mois du fait de l'impossibilité de cet accès, Enedis peut demander un rendez-vous à la convenance du client pour un relevé spécial qui sera facturé via le Fournisseur dans les conditions prévues aux catalogues des prestations d'Enedis.

7. Continuité et qualité de l'électricité

7.1 Engagements d'Enedis en matière de continuité

Enedis s'engage à mettre tous les moyens en œuvre pour assurer une continuité d'alimentation en électricité dans les limites des techniques existantes concernant le réseau et le système électrique, sous réserve des dispositions mentionnées aux articles 7.4 et 11.3 de la présente annexe.

Lorsque le point de livraison du client est raccordé au RPD en HTA :

- Enedis s'engage à ne pas dépasser un seuil de nombre de coupures, hors travaux. Ce seuil est défini par zone d'alimentation selon une règle précisée dans les dispositions générales relatives à l'accès et l'utilisation du RPD en HTA ;
- le client peut, s'il en fait la demande, substituer à l'engagement standard un engagement personnalisé sur le nombre de coupures, conformément aux modalités définies dans les dispositions générales d'accès et d'utilisation du RPD en HTA ; le catalogue des prestations d'Enedis en précise les modalités, notamment financières ;
- Enedis s'engage à ne pas causer plus de deux coupures pour travaux par année civile, et à ce que la durée de chaque coupure soit inférieure à 4 heures ;

Lorsque le point de livraison du client est raccordé au RPD en basse tension, la durée d'une coupure pour travaux peut exceptionnellement atteindre dix heures, mais ne peut en aucun cas les dépasser.

Enedis informe également le client résidentiel sur les précautions élémentaires à mettre en œuvre pour se prémunir des conséquences d'une coupure d'électricité sur son site internet à la page <http://www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite>.

Enedis met également à disposition du client un numéro d'appel dépannage ; si le client dispose d'un Contrat Unique, son Fournisseur est tenu de mentionner ce numéro sur les factures que le Fournisseur adresse au client, en précisant qu'il s'agit des coordonnées d'Enedis.

7.2 Mécanisme de pénalité pour les coupures longues :

Enedis verse automatiquement, au bénéfice du client concerné, le cas échéant via son Fournisseur, une pénalité pour toute coupure longue d'une durée supérieure à celle fixée par la délibération de la CRE en vigueur relative aux tarifs d'utilisation du RPD.

Le montant et des conditions d'application de cette pénalité sont définis conformément aux dispositions de la délibération de la CRE en vigueur relative aux tarifs d'utilisation du RPD.

Cette pénalité s'applique sans préjudice d'une éventuelle indemnisation du client au titre de la responsabilité civile de droit commun d'Enedis.

7.3 Engagement d'Enedis en matière de qualité :

Enedis s'engage à livrer au client une électricité d'une qualité régulière, définie et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique, sous réserve des dispositions mentionnées aux articles 7.4 et 11.3 de la présente annexe.

Les engagements d'Enedis pour les points de livraison raccordés au RPD en HTA portent sur les fluctuations lentes, les variations rapides, les déséquilibres de la tension et la fréquence de tension.

- Ils sont définis dans les dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD HTA pour les clients en Contrat Unique (annexe 1 du contrat GRD-F) et dans les clauses des contrats CARD HTA pour les clients en contrat CARD.
- Enedis ne prend aucun engagement standard sur les microcoupures ni sur les creux de tension.
- Seuls les creux de tension peuvent donner lieu à un engagement personnalisé, conformément aux règles définies dans les contrats d'accès au RPD et aux modalités notamment financières définies dans le catalogue des prestations d'Enedis.

Les engagements d'Enedis pour les points de livraison raccordés au RPD en basse tension portent sur la tension contractuelle en termes de plage de variation autour de la tension nominale et de fréquence :

- La tension nominale est de 230 V en courant monophasé et de 400 V en courant triphasé. Enedis maintient la tension de fourniture au point de livraison à l'intérieur d'une plage de variation fixée conformément aux articles D322-9 et 10 du code de l'énergie : entre 207 V et 253 V en courant monophasé, et entre 360 V et 440 V en courant triphasé.
- La valeur nominale de la fréquence de la tension est de 50 Hertz. Les conditions de mesure de ces caractéristiques sont celles de la norme NF EN 50160, disponible auprès de l'AFNOR.

7.4 Limites aux engagements continuité et qualité d'Enedis :

Les engagements d'Enedis en matière de continuité et de qualité de l'onde électrique, décrits aux paragraphes 7.1 et 7.3 de la présente annexe, ne sont pas applicables dans les cas relevant de la force majeure tels que décrits au paragraphe 9.3 de la présente annexe et dans les cas énoncés ci-après :

- circonstances insurmontables liées à des phénomènes atmosphériques ;
- lorsque des interventions programmées sur le RPD sont nécessaires, étant rappelé que :
 - si le point de livraison du client est raccordé en basse tension, la durée d'une coupure pour travaux peut exceptionnellement atteindre dix heures, mais ne peut les dépasser ;
 - si le point de livraison du client est raccordé en HTA, Enedis s'engage à ne pas causer plus de deux coupures pour travaux par année civile, et à ce que la durée de chaque coupure soit inférieure à 4 heures ;
- dans les cas cités aux articles 7.5 et 7.6 ci-après ;
- lorsque la continuité d'alimentation en électricité est interrompue, sans faute de la part d'Enedis du fait imprévisible et irrésistible d'un tiers ;
- lorsque la qualité de l'électricité acheminée pour des usages professionnels subit des défauts dus au fait imprévisible et irrésistible d'un tiers, sans faute de la part d'Enedis ;

7.5 Suspension de l'accès au RPD à l'initiative d'Enedis :

Enedis peut interrompre ou refuser l'accès au RPD dans les cas suivants :

- injonction émanant de l'autorité compétente en matière d'urbanisme ou de police en cas de trouble à l'ordre public ;
- non-justification de la conformité de l'installation intérieure du client à la réglementation et aux normes applicables ;
- danger grave et immédiat porté à la connaissance d'Enedis ;
- modification, dégradation ou destruction volontaire des ouvrages et comptages exploités par Enedis, quelle qu'en soit la cause ;
- trouble causé par le client ou par ses installations et appareillages, affectant l'exploitation ou la distribution d'électricité ;
- usage illicite ou frauduleux de l'électricité, dûment constaté par Enedis ;
- refus du client de laisser Enedis accéder, pour vérification, entretien ou relevé, à ses installations électriques et en particulier au local de comptage ;
- refus du client, alors que des éléments de ses installations électriques, y compris le dispositif de comptage, sont défectueux, de procéder à leur réparation ou à leur remplacement ;
- absence de Contrat Unique ou de CARD ;
- résiliation de l'accès au RPD à la demande du Fournisseur, si le client dispose d'un Contrat Unique ;
- non-paiement par le client des sommes dues à Enedis, si le client dispose d'un contrat CARD ;
- absence de rattachement à un périmètre de responsable d'équilibre, pour un client en contrat CARD ;
- raccordement non autorisé d'un tiers à l'installation intérieure du client.

La suspension par Enedis du contrat d'accès au RPD pour des impératifs de sécurité peut intervenir sans délai. Dans les autres cas, les délais et les modalités de la suspension sont ceux des articles des contrats d'accès au RPD sur la base desquels il est procédé à ladite suspension ; à défaut de telles dispositions, la suspension prend effet dix jours calendaires après l'envoi par Enedis d'une lettre recommandée avec accusé de réception, avec copie au Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique.

Enedis doit à nouveau permettre sans délai l'accès au RPD dès que les motifs ayant conduit à la suspension ont pris fin.

7.6 Suspension de l'accès au RPD à l'initiative du Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique :

Lorsque le client en Contrat Unique n'a pas réglé les sommes dues au titre de son Contrat Unique ou en cas de manquement contractuel selon les clauses de ce contrat, le Fournisseur a la faculté, dans le respect de la réglementation en vigueur et au catalogue des prestations :

- de demander à Enedis de suspendre l'accès au réseau du client ;
- ou de demander à Enedis de limiter la puissance du client lorsqu'elle est inférieure ou égale à 36 kVA pour les clients résidentiels ou pour les clients professionnels lorsque le client dispose d'un compteur communicant.

8. Responsable d'équilibre

En application de l'article L 321-15 du code de l'énergie et afin de garantir l'équilibre général du RPD, en compensant les écarts éventuels entre les injections et les consommations effectives des différents utilisateurs du RPD, RTE a mis en place un mécanisme contractuel de responsable d'équilibre décrit dans la section 2 des Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre accessibles via le site internet <http://clients.rte-france.com/>. Ce mécanisme concerne l'ensemble des consommateurs et producteurs d'électricité, qu'ils soient raccordés au RPT ou au RPD.

Pour ce faire, RTE doit être informé de la quantité des productions injectées et des consommations soutirées au RPD mesurées conformément aux dispositions des conditions générales des contrats d'accès au RPD d'une part, et d'autre part, des fournitures déclarées échangées entre Périmètres d'Equilibre au sens des Règles précitées.

Pour l'exécution de leurs missions respectives, Enedis et RTE s'échangent, dans le cadre de l'article R111-29 du code de l'énergie des informations relatives aux périmètres des responsables d'équilibre et aux quantités d'énergie déclarées et mesurées.

Le Fournisseur du client en Contrat Unique procède aux formalités relatives au Responsable d'équilibre pour le compte de son client en Contrat Unique :

- le ou les points de livraison définis dans le Contrat Unique concerné sont rattachés au périmètre RPD du périmètre du responsable d'équilibre, désigné par le Fournisseur dans le contrat GRD-F conclu avec Enedis ;
- la date d'entrée et la date de sortie d'un point de livraison du périmètre du Responsable d'Equilibre désigné par le Fournisseur correspondent respectivement à la date d'effet du Contrat Unique et à la date de fin du Contrat Unique concerné.

Le client en contrat CARD procède lui-même aux formalités requises relatives au responsable d'équilibre :

- le responsable d'équilibre désigné par le client est mentionné dans les conditions particulières de son contrat CARD ;
- le client communique à Enedis la copie de l'accord de rattachement dûment signé par le responsable d'équilibre et le client.

9. Responsabilités

9.1 Responsabilité d'Enedis vis-à-vis du client

Enedis est seule responsable des dommages directs et certains causés au client en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge vis-à-vis du client, aux termes des clauses des contrats d'accès au RPD.

Le client dispose d'un droit contractuel direct à l'encontre d'Enedis pour les engagements d'Enedis vis-à-vis du client contenus dans :

- le contrat GRD-F, lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, et notamment ses dispositions générales d'accès et d'utilisation du RPD (annexes 1 à 3 et 1bis et 2 bis du contrat GRD-F) ;
- le contrat CARD, lorsque le client dispose d'un CARD.

Lorsqu'Enedis est reconnue responsable vis-à-vis du client, elle est tenue de réparer pécuniairement l'ensemble des dommages directs et certains causés au client.

Dans les cas où Enedis est reconnue responsable et a indemnisé le client pour les dommages subis, l'incident (coupure ou défaut de qualité) ne sera pas comptabilisé ultérieurement pour vérifier le respect des engagements d'Enedis.

9.2 Responsabilité du client vis-à-vis d'Enedis

Le client est responsable des dommages directs et certains causés à Enedis, notamment en cas de non-respect des obligations mises à sa charge au titre du contrat d'accès au RPD. Cette responsabilité est toutefois susceptible d'être atténuée si le client apporte la preuve d'une faute ou d'une négligence d'Enedis.

En cas de préjudice subi par Enedis, celle-ci engage toute procédure amiable ou tout recours juridictionnel contre le client à l'origine de ce préjudice. Si le client est en Contrat Unique, Enedis en informe le Fournisseur.

Le Fournisseur d'un client en Contrat Unique est tenu de communiquer à Enedis sur simple demande, le Contrat Unique conclu avec le Client. Il se réserve toutefois le droit de masquer les dispositions du Contrat Unique ne concernant pas l'accès au RPD. Le Fournisseur ne peut être tenu pour responsable de la mauvaise exécution ou de la non-exécution par le client de ses obligations, sauf si par sa faute, le Fournisseur y a contribué.

9.3 Régime perturbé et force majeure

Un événement de force majeure désigne tout événement irrésistible, imprévisible et extérieur, rendant impossible l'exécution de tout ou partie des obligations mentionnées dans le contrat d'accès au RPD du client.

En outre, en application de l'article D322-1 du code de l'énergie et de l'article 1^{er} de l'arrêté du 16 décembre 2006 relatif à la 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 délictueuses ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des faits irrésistibles et imprévisibles des tiers, tels qu'incendies, explosions ou chutes d'aéronefs ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n°82-600 du 13 juillet 1982, c'est-à-dire des dommages matériels directs ayant pour cause déterminante l'intensité anormale d'un agent naturel, lorsque les mesures habituelles à prendre pour prévenir ces dommages n'ont pu empêcher leur survenance ou n'ont pu être prises ;
- les phénomènes atmosphériques irrésistibles par leur cause et leur ampleur et auxquels les réseaux électriques, et notamment aériens, sont particulièrement vulnérables (par exemple, givre, neige collante, tempête), dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 clients, alimentés par le RPT et/ou par les RPD sont privés d'électricité. Cette dernière condition n'est pas exigée en cas de délestages de points de livraison non prioritaires en application de l'arrêté du 5 juillet 1990 dans le cas où l'alimentation en électricité est de nature à être compromise ;
- les mises hors service d'ouvrages imposées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction d'Enedis ;
- les délestages organisés par RTE conformément à l'article 12 de l'arrêté du 6 octobre 2006 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport de l'électricité d'un réseau public de distribution.

Enedis, le client et le Fournisseur du client en Contrat Unique n'encourent aucune responsabilité et ne sont tenus d'aucune obligation de réparation au titre des dommages subis par l'un ou l'autre du fait de l'inexécution ou de l'exécution défectueuse de tout ou partie de leurs obligations, lorsque cette inexécution ou cette exécution défectueuse a pour cause la survenance d'un événement de force majeure.

Les obligations contractuelles dont l'exécution est rendue impossible, à l'exception de celle de confidentialité, sont alors suspendues pendant toute la durée de l'évènement de force majeure. Les incidents éventuels (coupure ou défaut de qualité) survenant pendant la période de force majeure ne sont pas comptabilisés ultérieurement pour vérifier le respect des engagements d'Enedis.

Celui qui invoque un événement de force majeure à l'obligation de mettre en œuvre tous les moyens dont il dispose pour en limiter sa portée et sa durée.

Lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, celui qui désire invoquer l'évènement de force majeure informe les deux autres, par tout moyen, dans les meilleurs délais, de la nature de l'évènement de force majeure invoqué et de sa durée probable.

Lorsque le client dispose d'un contrat CARD, celui qui désire invoquer l'évènement de force majeure informe l'autre partie, par tout moyen, dans les meilleurs délais, de la nature de l'évènement de force majeure invoqué et de sa durée probable.

10. Traitement des réclamations des clients

10.1 Dispositions générales pour le traitement des réclamations :

Le client en Contrat Unique, victime d'un dommage qu'il attribue à une faute ou au non-respect par Enedis de ses engagements, adresse une réclamation en ce sens à son Fournisseur s'il dispose d'un Contrat Unique ou à Enedis, quel que soit son schéma contractuel (Contrat Unique ou CARD).

Le Fournisseur d'un client en Contrat Unique, qui reçoit une réclamation de son Client transmet à Enedis dans les cinq jours ouvrés les réclamations qui concernent Enedis. A cette occasion, il joint l'ensemble des pièces utiles au traitement de la réclamation du client qui sont à sa disposition.

La réponse est portée directement au client par Enedis, dans les cas suivants :

- sur demande du Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique et que l'objet de la réclamation est relatif à la continuité et/ou la qualité de l'onde électrique ;
- l'objet de la réclamation est hors du champ du Contrat Unique et concerne Enedis ;
- le client a adressé sa réclamation directement à Enedis ;

Dans ces trois cas, Enedis informe le Fournisseur du client en Contrat Unique, de la réponse apportée au client.

Dans un délai de 30 jours calendaires à compter de la date de la réclamation accompagnée de l'ensemble des éléments du dossier, hormis les cas de réclamations consécutives à une situation de crise, Enedis procède à une analyse de l'incident déclaré et communique la suite qui sera donnée à la réclamation du client.

Les réponses apportées au client doivent mentionner les recours possibles.

10.2 Dispositions complémentaires pour le traitement des réclamations avec demande d'indemnisation

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 (CoRDs) 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.



CONVENTION DE CONCESSION POUR LE SERVICE PUBLIC DU DEVELOPPEMENT ET DE L'EXPLOITATION DU RESEAU DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE ET DE LA FOURNITURE D'ENERGIE ELECTRIQUE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE

Entre les soussignés :

- **Le Syndicat Départemental d'Énergie d'Ille-et-Vilaine (SDE35)**, 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, représenté par son Président, Monsieur Olivier DEHAESE, dûment habilité à cet effet par délibération du comité syndical du 8 décembre 2021, domicilié Village des Collectivités d'Ille-et-Vilaine, 1 avenue de Tizé - CS 43603 35236 THORIGNÉ-FOUILLARD,

désigné 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 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 Monsieur Jean Philippe LAMARCADE, Directeur Régional Enedis Bretagne, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 1er janvier 2020 par Madame Marianne LAIGNEAU, Présidente du Directoire d'Enedis, faisant élection de domicile 64 boulevard Voltaire à Rennes (35000),

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 1 578 916 053,50 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 Madame Isabelle COMBASTEL, Directrice du développement territorial d'EDF – Direction Commerce Ouest, dûment habilitée à l'effet des présentes et faisant élection de domicile 5 avenue de Belle Fontaine à CESSON SEVIGNE (35511),

désignée ci-après « **le concessionnaire** », pour la mission de fourniture d'énergie électrique aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente, ou « **le fournisseur aux tarifs réglementés de vente** »,

Ci-après désigné(e)s ensemble par « **les parties** ».

EXPOSE

Le Syndicat Départemental d'Énergie d'Ille-et-Vilaine (SDE35) et Electricité de France ont conclu le 30 juillet 1992, pour une durée de 30 ans, une convention de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique sur le territoire desservi par la concession.

Depuis la date à partir de laquelle la convention précitée a été rendue exécutoire, de nombreuses dispositions législatives et réglementaires sont intervenues et ont modifié les activités objet de la présente convention.

A la date de la conclusion de la présente convention :

1. Le service public concédé distingue :
 - une mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité ;
 - une mission de fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente aux clients raccordés au réseau public de distribution.
2. Conformément aux articles L.111-52, L.121-4 et L.121-5 du code de l'énergie, ces missions sont assurées :
 - par Enedis, pour la partie relative au développement et à l'exploitation du réseau public de distribution ;
 - par EDF pour la partie relative à la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente aux clients raccordés au réseau public de distribution.
3. L'autorité concédante de la distribution publique d'électricité et de la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente négocie et conclut le contrat de concession et exerce le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par le cahier des charges de concession.
4. La mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution est financée par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité fixé par la Commission de régulation de l'énergie, en accord avec les orientations de politique énergétique définies par l'Etat, et sans préjudice des autres ressources financières prévues par les lois et règlements en vigueur. Ce tarif, unique sur l'ensemble du territoire national conformément au principe d'égalité de traitement inscrit dans le code de l'énergie, garantit une cohésion sociale et territoriale.
5. Les tarifs réglementés de vente d'électricité fixés nationalement par la Commission de régulation de l'énergie dans les conditions définies par le code de l'énergie financent la mission de fourniture d'électricité. Ces tarifs garantissent l'égalité de traitement des clients et mettent en œuvre une péréquation tarifaire au profit de l'ensemble des concessions concourant ainsi à la cohésion sociale du pays.
6. L'alimentation en électricité de la concession est assurée par l'ensemble du système électrique national dans lequel l'offre et la demande sont ajustées à tout instant, en tenant compte des contributions locales à l'équilibre national. Le réseau public de distribution d'électricité qui dessert la concession est interconnecté avec ceux situés sur les territoires des concessions limitrophes.
7. En s'inscrivant dans un cadre régulé national et en tenant compte des caractéristiques spécifiques de la distribution et de la fourniture d'électricité et des missions objet de la présente convention, Enedis et EDF mobilisent au service de la concession, chacun pour ce qui le concerne, des moyens mutualisés à la maille la plus pertinente. Cette mutualisation est un atout pour la continuité et la qualité du service concédé et l'efficacité économique de sa gestion.

8. Le dispositif contractuel défini par la présente convention repose sur un modèle national de contrat de concession dont les orientations ont été définies de façon concertée entre la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR), France urbaine, EDF et Enedis. Ce modèle propose un cadre cohérent avec les missions respectives des parties, y compris en ce qui concerne la répartition de la maîtrise d'ouvrage sur le réseau concédé, et équilibré quant aux droits et obligations de chacune d'entre elles.

Les parties inscrivent le service concédé, objet de la présente convention, dans le cadre national ainsi organisé. Elles affirment en particulier leur attachement à la péréquation tarifaire nationale et à la solidarité entre les territoires.

Les parties inscrivent également le service concédé dans le contexte territorial du périmètre de la concession, compte tenu de ses caractéristiques et de ses enjeux.

Cela étant exposé, il a été convenu ce qui suit.

ARTICLE 1^{er} – 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 30 juillet 1992 par le Syndicat Départemental d'Energie d'Ille-et-Vilaine à Electricité de France sur l'ensemble du territoire de la concession.

Les commentaires figurant en italique et en retrait dans le cahier des charges annexé à la présente convention font partie de celui-ci ; cette disposition ne fait toutefois pas obstacle à ce que ces commentaires soient actualisés d'un commun accord en fonction de l'évolution de la législation ou de la réglementation sans qu'il soit nécessaire d'en prendre acte par voie d'avenant.

ARTICLE 2 – CLAUSE DE REVOYURE

Sans préjudice de la faculté de réviser ponctuellement les dispositions de la présente convention, les parties se rencontreront, en vue d'examiner l'opportunité d'adapter par avenant leur situation contractuelle à d'éventuelles modifications substantielles des éléments caractéristiques de la concession, dans les circonstances suivantes :

- a) de manière systématique, tous les cinq ans ;
- b) en cas d'évolution du périmètre géographique dans lequel l'autorité concédante exerce sa compétence sur la zone de desserte du concessionnaire, postérieurement à l'entrée en vigueur de la présente convention, afin d'envisager les conditions d'exécution des contrats en cours, notamment, le cas échéant, le regroupement de ces derniers en un contrat unique ;
- c) en cas d'établissement d'un nouveau modèle de cahier des charges ;
- d) en cas d'accord national entre la FNCCR, France urbaine et Enedis tel que visé à l'article 3 de l'accord-cadre signé entre la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis le 21 décembre 2017, afin d'examiner à la demande de l'une ou l'autre des parties l'opportunité de modifier en conséquence la liste des investissements éligibles au terme I ou leurs modalités de prise en compte dans la part R2 de la redevance ;
- e) dès lors que l'autorité concédante conserve à titre définitif tout ou partie des sommes déposées par le gestionnaire du réseau de distribution pour non réalisation d'investissements inscrits dans un programme pluriannuel, au titre de deux programmes consécutifs, pour réexaminer le pourcentage appliqué pour le calcul de ces sommes ;
- f) en cas de réexamen au plan national par la FNCCR et Enedis du plafond de 6 kVA prévu pour la réalisation sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante des extensions BT en zone d'électrification rurale pour le raccordement d'installations individuelles neuves comportant simultanément de la production et de la consommation d'électricité ou du plafond de 36 kVA prévu pour la réalisation sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante des extensions BT pour le raccordement des bâtiments publics neufs accédant pour la première fois au réseau et comportant simultanément de la production d'électricité et de la consommation ;
- g) en cas de changement de circonstances non envisagé lors de la conclusion du contrat impactant durablement et significativement l'une ou l'autre des parties.

En outre les parties se rencontreront en vue d'adapter par avenant leur situation contractuelle en cas de variation de plus de 20 % à compter de la date de signature du présent contrat :

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

ARTICLE 3 – TERRITOIRE DE LA CONCESSION

A la date de signature de la présente convention, le territoire de la concession comprend l'ensemble des communes du département de l'Ille-et-Vilaine.

ARTICLE 4 – DROITS D'ENREGISTREMENT

La présente convention est dispensée des droits d'enregistrement. Ces droits, s'ils étaient perçus, seraient à la charge de celle des parties qui en aurait provoqué la perception.

Fait en trois exemplaires, reliés par le procédé Assemblact RC, empêchant toute substitution ou addition et signés seulement à la dernière page de la convention, et un exemplaire non relié par ce procédé pour les besoins de transmission à la Préfecture.

A Rennes, le 10 décembre 2021

Pour l'autorité concédante,

Le Président



Olivier DEHAESE

Pour le concessionnaire,

Le Directeur Régional Enedis Bretagne



Jean Philippe LAMARCADE

La Directrice du Développement
Territorial d'EDF



Isabelle COMBASTEL