

**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.....	14
Article 11 — Schéma directeur, programmes d'investissements et obligations financières du concessionnaire	15
Article 12 — Utilisation des voies publiques	19
Article 13 — Assiette des ouvrages de la concession.....	19
Article 14 — Conditions d'exécution des travaux	20
CHAPITRE III ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIETAUX.....	23
Article 15 — Mise à disposition de données pour accompagner la transition énergétique.....	23
Article 16 — Insertion des énergies renouvelables	23
Article 17 — Etudes d'impact sur les réseaux	25
Article 18 — Aménagement de l'espace urbain	25
Article 19 — Infrastructures de recharge de véhicules électriques	26
Article 20 — Déploiement des compteurs communicants	26
Article 21 — Maîtrise de la demande en électricité	27
Article 22 — Lutte contre la précarité énergétique	28
Article 23 — Territoires à énergie positive.....	30
Article 24 — Service de flexibilité local	30
Article 25 — Réseaux électriques intelligents.....	31
Article 26 — Responsabilité sociale et environnementale.....	31
CHAPITRE IV CONDITIONS DE SERVICE AUX CLIENTS.....	33
Article 27 — Principes généraux	33
Article 28 — Obligations du gestionnaire du réseau de distribution et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente	34
Article 29 — Branchements	37
Article 30 — Contribution des tiers aux frais des raccordements sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution.....	38
Article 31 — Installations intérieures - Postes de livraison et/ou de transformation.....	39
Article 32 — Surveillance du fonctionnement des installations des clients raccordées aux ouvrages concédés.....	40
Article 33 — Appareils de mesure et de contrôle	41

Article 34 — Vérification des appareils de mesure et de contrôle	42
Article 35 — Niveaux de qualité, nature et caractéristiques de l'énergie livrée.....	43
Article 36 — Continuité de service.....	45
Article 37 — Modification des caractéristiques de l'énergie livrée.....	45
Article 38 — Gestion de crise affectant le réseau	46
Article 39 — Conditions de service aux clients aux tarifs réglementés de vente d'électricité	47
Article 40 — Traitement des réclamations.....	50
CHAPITRE V TARIFICATION.....	52
Article 41 — Principes généraux régissant la tarification des fournitures aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente.....	52
Article 42 — Principes généraux régissant la tarification de l'utilisation du réseau public de distribution et les prestations annexes	53
CHAPITRE VI COMMUNICATION DES DONNEES RELATIVES A LA CONCESSION	54
Article 43 — Inventaire des ouvrages.....	54
Article 44 — Contrôle et compte-rendu annuel d'activité	55
Article 45 — Cartographie du réseau	57
Article 46 — Pénalités.....	57
Article 47 — Mise à disposition dématérialisée d'informations.....	58
CHAPITRE VII TERME DE LA CONCESSION.....	59
Article 48 — Durée de la concession.....	59
Article 49 — Renouvellement ou expiration de la concession.....	59
CHAPITRE VIII DISPOSITIONS DIVERSES	61
Article 50 — Conciliation et contestations	61
Article 51 — Impôts, taxes et contributions	61
Article 52 — Modalités d'application de la TVA.....	62
Article 53 — Agents du gestionnaire du réseau de distribution.....	63
Article 54 — Élection de domicile	63
Article 55 — Documents annexés au cahier des charges.....	64

CHAPITRE I

DISPOSITIONS GENERALES

Article 1 — Service concédé

Le présent cahier des charges a pour objet la concession accordée par le Syndicat Départemental de Gironde, autorité concédante pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau public de distribution d'énergie électrique et de la fourniture de cette énergie aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente.

La concession a pour périmètre les limites territoriales mentionnées en annexe à la convention de concession.

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

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

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

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

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

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

Au sens du présent cahier des charges, le terme « concessionnaire » 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 29 du présent cahier des charges, les compteurs, ainsi que leurs accessoires et les concentrateurs de grappes de compteurs.

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

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

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

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

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

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

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

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

Article 3 — Utilisation des ouvrages de la concession

Le gestionnaire du réseau de distribution a seul le droit de faire usage des ouvrages de la concession, pour l'exercice de ses missions visées à l'article 1^{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 et le gestionnaire du réseau de distribution préciseront au préalable dans un accord cadre national les modalités pratiques de gestion commune du processus de raccordement : accueil des demandes, prise en compte des obligations réglementaires associées à l'obligation d'achat et à la gestion de la file d'attente, modalités de réalisation des études, responsabilités respectives tout au long du processus de raccordement.

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

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

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

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

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

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

Article 7 — Renforcements du réseau concédé

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

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

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

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

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

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

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

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

Les investissements à réaliser dans ces zones sont identifiés dans le programme 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

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

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 pourcentage minimal est défini en annexe 1 au présent cahier des charges pour l'ensemble de la concession.

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

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

Article 9 — Modifications ou déplacements d'ouvrages

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Le propriétaire peut toutefois renoncer à tout ou partie des droits visés aux alinéas précédents dans le cadre de conventions de servitude conclues avec le gestionnaire du réseau de distribution ou l'autorité

concedante 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 stipulées par les baux et conventions constitutives de droits réels correspondants. Les conventions précitées pourront notamment prévoir l'intangibilité des ouvrages concernés.

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

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

1. Cas général

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

A moins de nécessité de caractère urgent, les ouvrages existants ne sont à rendre conformes aux dispositions du dernier arrêté technique en date qu'au fur et à mesure des travaux de renouvellement ou des modifications importantes, ainsi que cela est précisé dans chaque arrêté technique.

Lorsque des branchages débordent sur le domaine public et sont susceptibles de causer des dommages au réseau concédé, l'exécution des travaux d'élagage pourra être demandée par le gestionnaire du domaine à l'autorité concédante. Celle-ci pourra se tourner vers le gestionnaire du réseau de distribution afin qu'il procède aux opérations nécessaires. En pareil cas, les frais correspondants seront supportés par le ou les propriétaires concernés.

Cette disposition ne fait pas obstacle à ce que l'autorité concédante soit maître d'ouvrage de certains travaux de renouvellement lorsqu'ils sont contenus dans des travaux dont elle assure la maîtrise d'ouvrage conformément à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

Ceux de ces travaux qui sont engagés avec l'accord exprès du gestionnaire du réseau de distribution et ont pour effet d'accélérer le renouvellement d'ouvrages de basse tension, tel que prévu au premier alinéa du présent article, peuvent donner lieu au versement de contributions par ledit gestionnaire lorsque les conditions suivantes se trouvent réunies :

- les travaux considérés se situent dans les zones géographiques en écart mentionnées à l'article 2 de l'annexe 2 au présent cahier des charges,
- les ouvrages à remplacer présentent une fiabilité en écart important par rapport à celle d'ouvrages récents ou doivent être reconstruits par suite d'un aléa climatique,
- leur réalisation ne bénéficie d'aucune autre aide, contribution ou participation versée à cet effet par ce gestionnaire ou par un tiers.

En cas d'accord, le gestionnaire du réseau de distribution participe à raison de 20 % du coût hors TVA au financement des travaux ainsi réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité 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.

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.

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 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.

³ A adapter selon le type de territoire

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

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

2° Programmes pluriannuels (établissement)

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

Les opérations d'investissements dans les postes sources concourant à l'alimentation de la concession seront identifiées dans les programmes distinctement.

Les programmes pluriannuels sont notamment établis à partir d'un diagnostic technique du réseau, partagé entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante et annexés au présent cahier des charges. Leur établissement tient compte en particulier des orientations et des valeurs repères en matière de niveaux de qualité définies dans le schéma directeur.

Chaque programme pluriannuel comporte des objectifs précis par finalités portant sur une sélection d'investissements quantifiés et localisés. Ces investissements sont exprimés en quantités par catégorie d'ouvrages (linéaires HTA, BT, ...) ou pour des opérations de développement ou d'aménagement décidées à la date d'établissement du programme, en ouvrages à mettre en service. Dans les cas prévus aux alinéas 6 et suivants de l'article 7 du présent cahier des charges, le programme pluriannuel peut identifier des zones géographiques du territoire de la concession dont l'alimentation devra être fiabilisée, sécurisée ou adaptée aux particularités de ces 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.

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

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).

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 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 du concédant sur les biens à renouveler existant à la date d'effet du contrat de concession.

2° Passifs relatifs aux ouvrages concédés

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

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

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

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

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

Article 12 — Utilisation des voies publiques

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

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

☞ Aux termes de l'article L. 113-3 du code de la voirie routière, sous réserve des prescriptions à observer dans les emprises des autoroutes « les services publics de transport ou de distribution 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 le gestionnaire de réseau et les utilisateurs du réseau. Elle est disponible à l'adresse suivante : <http://www.enedis.fr>.

Les travaux sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante sont réalisés conformément aux guides en vigueur de conception du réseau de distribution élaborés en concertation entre le gestionnaire du réseau de distribution et les associations nationales représentatives des autorités concédantes. Ces guides sont mis à jour de manière régulière.

Les matériels utilisés doivent avoir été reconnus aptes à l'exploitation par le gestionnaire du réseau de distribution.

☞ Conformément à la norme NF C 11-201 applicable aux réseaux de distribution publique d'énergie électrique (§1.3 Choix des matériels), « le distributeur peut établir des listes de matériels qu'il reconnaît aptes à l'exploitation ». Le Catalogue des Matériels Aptes à l'Exploitation établi par le concessionnaire est disponible à l'adresse suivante : camae.enedis.fr.

En outre, les matériels mis en œuvre ne doivent comporter aucune mention ou logotype se rapportant à des activités de fourniture d'électricité.

Pour l'exécution des travaux relevant de sa maîtrise d'ouvrage, le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de se conformer aux dispositions du code de la voirie routière et des règlements de voirie locaux.

☞ Notamment aux articles L. 113-5, L. 115-1, L. 141-12, R. 131-11 et R. 141-13 à R. 141-21 du code de la voirie routière.

☞ Voir également le commentaire de l'article 52 « Modalités d'application de la TVA » du présent cahier des charges.

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

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 PMEO dans le même délai, en motivant son refus. L'ouvrage retourne alors sous la responsabilité de l'autorité concédante.

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

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

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 Ier, Titre II, Livre III de la partie réglementaire du code de l'énergie (article D 321-10 et suivants).*

Le schéma régional de raccordement définit les ouvrages à créer ou à renforcer pour atteindre les objectifs fixés par le schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie. Il définit également un périmètre de mutualisation des postes du réseau public de transport, des postes de transformation entre les réseaux publics de distribution et le réseau public de transport et des liaisons de raccordement de ces postes au réseau public de transport. Il mentionne, pour chacun d'eux, qu'ils soient existants ou à créer, les capacités d'accueil de production permettant d'atteindre les objectifs définis par le schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie et, s'il existe, par le document stratégique de façade mentionné à l'article L. 219-3 du code de l'environnement. Il évalue le coût prévisionnel d'établissement des capacités d'accueil nouvelles nécessaires à l'atteinte des objectifs quantitatifs visés au 3° du I de l'article L. 222-1 du même code.

Le schéma régional de raccordement approuvé dans les conditions définies par la loi est pris en compte pour l'élaboration du schéma directeur d'investissements prévu à l'article 11 du présent cahier des charges.

B) Accueil et instruction des demandes de raccordement

En partenariat avec le gestionnaire du réseau public de transport, le gestionnaire du réseau de distribution met à la disposition du public les données relatives aux capacités d'accueil des réseaux en amont des postes sources et aux capacités d'accueil de ces mêmes postes. Ces données sont publiées à titre indicatif.

☞ *A la date de signature du présent contrat, la mise à disposition de l'information est assurée par un site internet dédié relatif aux capacités d'accueil en production : www.capareseau.fr*

Afin de faciliter l'instruction des demandes de raccordement d'installations de production d'électricité, le gestionnaire du réseau de distribution met à la disposition des demandeurs un portail internet dédié aux raccordements des installations de production d'électricité d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

☞ *A la date de signature du présent contrat, le portail 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 des énergies en réseau, en particulier dans les zones de développement nouvelles à urbaniser.

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

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

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

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

Article 18 — Aménagement de l'espace urbain

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

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

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

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

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

Article 19 — Infrastructures de recharge de véhicules électriques

Dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre réglementaire en vigueur, ainsi que des stipulations du chapitre II relatif aux investissements au bénéfice de la concession, le gestionnaire du réseau de distribution répond aux demandes du ou des porteurs de projets d'implantation d'infrastructures de recharge des véhicules électriques ou des véhicules hybrides rechargeables sur le territoire de la concession, notamment en leur apportant une information sur l'impact des différentes solutions techniques de recharge sur la gestion du réseau public de distribution d'électricité. La même information est communiquée à l'autorité concédante lorsqu'elle a compétence pour créer des infrastructures de recharge.

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

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

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

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

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

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

Article 20 — Déploiement des compteurs communicants

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

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

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

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à :

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

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

☞ Des informations relatives au contrat de fourniture avec le compteur communicant sont mises à la disposition des clients, notamment sur le site internet particulier.edf.fr, en complément de l'information apportée à chaque client de façon coordonnée avec le déploiement des compteurs communicants assuré par le gestionnaire de réseau.

☞ Les fonctionnalités nouvelles visées au présent alinéa peuvent par exemple porter sur les modalités de facturation ou sur les dispositifs d'accompagnement des clients pour les aider à maîtriser leurs consommations et leurs factures.

Dans le cadre de ces campagnes d'information des clients et des acteurs locaux, l'autorité concédante peut contribuer aux actions menées par le gestionnaire du réseau de distribution ou le fournisseur aux tarifs réglementés de vente et proposer des actions complémentaires tendant à informer les clients de la finalité de la mise en place des compteurs communicants et des bénéfices qui en résultent pour eux-mêmes et pour le fonctionnement du service public de la distribution d'électricité.

Le compte rendu annuel d'activité prévu à l'article 44 comporte des indicateurs spécifiques aux compteurs communicants définis à l'article 8 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

Article 21 — Maîtrise de la demande en électricité

A) Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente d'électricité 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 du code de l'action sociale et des familles, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informe les clients ayant bénéficié d'une aide du FSL dans les douze derniers mois et les clients bénéficiaires de la tarification sociale de l'énergie et des dispositifs qui viendraient la compléter ou la remplacer, sous réserve que ces clients bénéficiaires se soient fait connaître du fournisseur, de la possibilité que leur fourniture d'électricité soit rétablie à pleine puissance à l'entrée de la trêve et leur propose ce rétablissement.

☞ Les clients bénéficiaires du chèque énergie mentionné à l'article L. 124-1 du code de l'énergie se font connaître du fournisseur aux tarifs réglementés de vente par l'envoi à ce dernier du chèque énergie et/ou de l'attestation mentionnée à l'article R. 124-2 de ce même code.

Lorsqu'un client en rupture de paiement a bénéficié d'une aide du FSL dans les douze derniers mois ou bénéficie de la tarification sociale et des dispositifs qui viendraient la compléter ou la remplacer, sous réserve qu'il se soit fait connaître du fournisseur aux tarifs réglementés de vente, ce dernier s'engage à rechercher activement un contact préalable et à aider le client à se mettre en rapport avec les services sociaux avant d'interrompre la fourniture d'électricité. En tout état de cause, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente prévient le client préalablement à la coupure ou à la réduction de puissance opérée par le gestionnaire du réseau de distribution, conformément à la réglementation en vigueur.

Dans les conditions prévues par la réglementation, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met en œuvre, à l'intention des clients de la concession bénéficiant de la tarification spéciale visée à l'article L. 337-3 du code de l'énergie et des dispositifs qui viendraient la compléter ou la remplacer, sous réserve que ces clients se soient fait connaître du fournisseur aux tarifs réglementés de vente, les dispositions prévues par ce même code pour la consultation de leurs données de consommation.

☞ Conformément à l'article L. 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 soutirées localement sur des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité et d'éviter au gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité des investissements ou des coûts de gestion tout en assurant un bénéfice positif pour le système électrique.

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

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

Dans ce cadre, il veille :

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

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

En cas d'avis conforme du gestionnaire du réseau de distribution, 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 numériques et d'automatisation, conduisent à opérer des réseaux électriques intelligents.

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

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

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

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

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

Article 26 — Responsabilité sociale et environnementale

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

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

Ils s'engagent notamment à :

- mettre en œuvre un plan d'actions visant à réduire leur empreinte carbone ;
- trier et valoriser les déchets liés à leurs activités ;

- développer leur flotte de véhicules propres ;
- contribuer aux achats responsables ;
- intensifier les actions de prévention du risque électrique à l'intention de leurs prestataires de travaux et des tiers.

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

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

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

CHAPITRE IV

CONDITIONS DE SERVICE AUX CLIENTS

Article 27 — Principes généraux

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente assurent aux clients un service efficace et de qualité, tant en ce qui concerne le développement et l'exploitation du réseau, la fourniture de l'électricité, tels que définis à l'article 1^{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, nécessités par le raccordement de l'installation du demandeur et dont celui-ci devra être informé.

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

La date de la demande d'accès est :

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

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

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

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

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

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

☞ 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 ou de bâtiments séparés construits sur une même parcelle cadastrale, à l'exception des dispositifs de comptage.

Les colonnes montantes électriques ou branchements collectifs comprennent la liaison au réseau, les canalisations collectives (tronçon commun, colonne, dérivations collectives) et les dérivations individuelles.

Les colonnes montantes électriques, lorsqu'elles n'appartiennent pas aux propriétaires ou copropriétaires des immeubles dans lesquels sont situés ces ouvrages, appartiennent au réseau public de distribution électrique dans les conditions définies par la loi n° 2018-1021 du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique.

☞ Les dispositions législatives concernées sont codifiées 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 déshérence.

Article 32 — Surveillance du fonctionnement des installations des clients raccordées aux ouvrages concédés

A) Les installations et appareillages des clients raccordés aux ouvrages concédés doivent fonctionner en sorte :

- de ne pas compromettre la sécurité des personnes et des biens,
- d'éviter des troubles dans l'exploitation des installations des autres clients et des réseaux concédés,
- d'empêcher l'usage illicite ou frauduleux de l'énergie électrique.

L'énergie n'est en conséquence soutirée ou injectée sur le réseau que si les installations et appareillages des clients fonctionnent conformément à la réglementation et aux normes applicables à ces fins ou, en l'absence de telles dispositions, respectent les tolérances retenues par le gestionnaire du réseau de distribution. Ces tolérances concernent notamment la tension ou les taux de courants harmoniques, les niveaux de chutes de tension et de déséquilibres de tension et sont accessibles sur simple demande.

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

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

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

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

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

Il pourra de même refuser d'accueillir toute injection d'énergie par des installations de production ne respectant pas les conditions définies ci-dessus.

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

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

Article 33 — Appareils de mesure et de contrôle

Les appareils de mesure et de contrôle des éléments concourant à la facturation de l'énergie électrique et à l'équilibrage des flux sont d'un modèle répondant aux exigences de l'arrêté du 1^{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 des appareils de mesure et de contrôle chaque fois qu'il le juge utile.

☞ Le contrôle des instruments de mesure est régi par le décret n°2001-387 du 3 mai 2001 dont l'article 35 traite du contrôle des instruments par leur détenteur. Les modalités de ce contrôle sont définies par l'arrêté du 1^{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 fournie par un réseau public basse tension, moyenne tension et haute tension AC dans des conditions normales d'exploitation.

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

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

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

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

Article 36 — Continuité de service

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

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

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

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

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

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

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

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

Article 37 — Modification des caractéristiques de l'énergie livrée

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

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

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

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

A) En basse tension

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

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

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

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

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

Le bilan s'articule autour de quatre contenus :

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

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

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

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

C) Modalités de contractualisation et de résiliation

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

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

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

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

D) Modalités de facturation et de paiement

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

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

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

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

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

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

4°) La consistance du patrimoine concédé :

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

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

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

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

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

Le compte rendu annuel d'activité explicite les évolutions d'ordre juridique, économique, technique ou commercial intéressant les activités concédées et leur prise en compte par le gestionnaire du réseau

de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente ayant des effets sur l'exploitation de la concession.

Il précise notamment l'évolution de l'organisation du gestionnaire 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 ci-dessus, à compter de leur entrée en vigueur, toutes dispositions réglementaires qui porteraient sur le régime des pénalités dues en cas de non-respect de ces mêmes obligations.

Article 47 — Mise à disposition dématérialisée d'informations

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

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

CHAPITRE VII

TERME DE LA CONCESSION

Article 48 — Durée de la concession

Sauf dispositions législatives contraires, la durée de la concession est fixée à 30 ans, à compter du 01^{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,

⌘ Le TMO correspond à la moyenne arithmétique des douze derniers taux moyens mensuels de rendement au règlement des emprunts garantis par l'Etat ou assimilés, calculée et publiée par l'INSEE.

- et le montant des amortissements constitués dans la proportion de la participation de l'autorité concédante au financement des ouvrages de la concession, complété, s'il y a lieu, du solde des provisions pour renouvellement.

Dans l'éventualité où le montant ainsi calculé est positif, il correspond à l'indemnité que l'autorité concédante devra verser au concessionnaire.

Dans l'éventualité où le montant ainsi calculé est négatif, il correspond à la soulte que le concessionnaire devra verser à l'autorité concédante.

- au montant des préjudices que le concessionnaire supporterait du fait de la fin de la concession fixé, en cas de désaccord entre les parties, par le juge du contrat.
- s'agissant des biens de reprise, l'autorité concédante aura la faculté de les reprendre en tout ou en partie, selon son choix, sans y être contrainte. La valeur des biens repris sera fixée à l'amiable ou à dire d'experts et payée au concessionnaire au moment de la prise de possession.

Les parties pourront choisir un expert unique. A défaut d'entente, il sera fait appel à trois experts, dont un désigné par chacune des parties ; un tiers expert sera désigné par les deux premiers ou, à défaut d'accord, par ordonnance du Président du Tribunal administratif compétent.

C) Les règlements correspondant à l'application des dispositions du présent article seront effectués dans les six mois qui suivront la fin de la concession. Tout retard dans le versement des sommes dues donnera lieu de plein droit, après mise en demeure, à des intérêts de retard conformément aux dispositions de l'article 1231-6 du code civil.

⁸ La valeur réévaluée de l'année N est obtenue par application à la valeur nette comptable de l'année N du taux de réévaluation composé depuis l'année de mise en service jusqu'à l'année N-1.

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 17 mai 1995 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-30-10-60-20 n°170.

Le cas échéant, la collectivité gestionnaire de la voirie est fondée à répercuter au gestionnaire du réseau de distribution le coût TTC acquitté au titre des travaux qu'elle aura 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 :
4 rue Isaac Newton 33 700 Mérignac

- Pour le fournisseur aux tarifs réglementés de vente :
4 rue Claude Marie Perroud, ACI B001, Wood Park Bâtiment B, 31096 TOULOUSE Cedex 1,

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,
 - le cas échéant, d'autres adaptations locales du contrat ;

- Annexes 2 et 2-A, définissant le schéma directeur des investissements et les programmes pluriannuels ;
- Annexe 2bis, relative au versement par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante maître d'ouvrage de travaux de raccordement de la part couverte par le tarif (PCT) ;
- Annexe 3, définissant les modalités applicables pour la détermination de la contribution des tiers aux frais de raccordement et de renforcement ;
- Annexe 4, définissant les tarifs réglementés de vente conformément à l'article L. 337-4 du code de l'énergie ;
- Annexe 5, relative au tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité ;
- Annexe 6, relative aux catalogues des prestations et services du gestionnaire du réseau de distribution ;
- Annexes 7 et 7bis, définissant les conditions générales de vente aux clients qui bénéficient des tarifs réglementés (résidentiels et non résidentiels) ;
- Annexe 8, décrivant les principes des contrats d'accès au réseau appliqués par le gestionnaire du réseau de distribution et leurs modalités de consultation ;

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.

02 NOV. 2021

Bureau du Courrier

**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 Électrique de la Gironde**, 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 Xavier PINTAT, dûment habilité à cet effet par délibération du comité syndical du 24 juin 2021, domicilié 12 rue du Cardinal Richaud – 33300 Bordeaux,

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 PAOLETTI, Directeur Régional d'Enedis Aquitaine Nord, faisant élection de domicile au 4 rue Isaac Newton 33 705 Mérignac Cédex,

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 Monsieur Olivier ROLAND, Directeur Régional EDF Commerce Sud-Ouest, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 1^{er} octobre 2018 par Monsieur Thierry LE BOUCHER, Directeur des Opérations et de la Performance EDF Commerce, faisant élection de domicile 4 rue Claude Marie Perroud, ACI B001, Wood Park Bâtiment B, 31096 TOULOUSE Cedex 1,

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 désignés ensemble par « les parties ».

EXPOSE

Le Syndicat Départemental d'Énergie Electrique de la Gironde et Electricité de France ont conclu le 24 mai 1995, 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 24 mai 1995 par le Syndicat Départemental d'Énergie Electrique de la Gironde 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 les communes dont la liste figure en annexe.

ARTICLE 4 – DROITS D'ENREGISTREMENT

La présente convention est dispensée des droits d'enregistrement. Ces droits, s'ils étaient perçus, seraient à la charge de celle des parties qui en aurait provoqué la perception.

Fait en quatre exemplaires, reliés par le procédé Assemblact RC, empêchant toute substitution ou addition et signés seulement à la dernière page de la convention,

A BORDEAUX, le 28 OCT. 2021

Pour l'autorité concédante,

Le Président,



Xavier PINTAT


Pour le concessionnaire,

Le Directeur Régional d'Enedis
en Aquitaine Nord,


Jean PAOLETTI

Le Directeur Régional EDF
Commerce Sud-Ouest,


Olivier ROLAND



ANNEXE : LISTE DES COMMUNES DE LA CONCESSION

Code INSEE	Nom commune
33001	ABZAC
33003	AMBARES-ET-LAGRAVE
33007	ARBANATS
33008	ARBIS (<i>PORTE DE BENAUGE</i>)
33013	ARTIGUES-PRES-BORDEAUX
33014	LES ARTIGUES-DE-LUSSAC
33015	ARVEYRES
33016	ASQUES
33018	AUBIE-ET-ESPESSAS (<i>VAL DE VIRVEE</i>)
33019	AUDENGE
33021	AUROS
33023	AYGUEMORTE-LES-GRAVES
33024	BAGAS
33030	BARSAC
33033	BAURECH
33034	BAYAS
33037	BEAUTIRAN
33040	BEGUEY
33045	BELVES-DE-CASTILLON
33049	BEYCHAC-ET-CAILLAU
33050	BIEUJAC
33051	BIGANOS
33052	LES BILLAUX
33056	BLANQUEFORT
33058	BLAYE
33060	BOMMES
33061	BONNETAN
33062	BONZAC
33065	BOULIAC
33069	LE BOUSCAT
33071	BRANNE
33072	BRANNENS
33075	BRUGES
33076	BUDOS
33078	CABARA
33079	CADARSAC
33080	CADAUJAC
33081	CADILLAC
33082	CADILLAC-EN-FRONSADAIS
33083	CAMARSAC
33084	CAMBES
33085	CAMBLANES-ET-MEYNAC
33087	CAMIRAN
33088	CAMPS-SUR-L'ISLE
33090	CANEJAN
33093	CAPIAN
33096	CARBON-BLANC
33098	CARDAN
33099	CARIGNAN-DE-BORDEAUX
33102	CASSEUIL
33104	CASTELNAU-DE-MEDOC
33106	CASTETS-EN-DORTHE (<i>CASTETS ET CASTILLON</i>)
33108	CASTILLON-LA-BATAILLE

33109	CASTRES-GIRONDE
33111	CAUDROT
33113	CAUVIGNAC
33114	CAVIGNAC
33118	CENAC
33119	CENON
33120	CERONS
33123	CEZAC
33124	CHAMADELLE
33126	CIVRAC-DE-BLAYE
33138	COUTRAS
33139	COTURES
33141	CROIGNON
33142	CUBNEZAIS
33143	CUBZAC-LES-PONTS
33145	CURSAN
33152	DONZAC
33154	LES EGLISOTTES-ET-CHALAURES
33156	ESCOUSSANS
33158	LES ESSEINTES
33164	FARGUES
33165	FARGUES-SAINT-HILAIRE
33166	LE FIEU
33167	FLOIRAC
33173	FRANCS
33174	FRONSAC
33176	GABARNAC
33179	GALGON
33181	GARDEGAN-ET-TOURTIRAC
33183	GAURIAGUET
33185	GENISSAC
33186	GENSAC
33187	GIRONDE-SUR-DROPT
33189	GORNAC
33191	GOURS
33192	GRADIGNAN
33195	GRIGNOLS
33198	GUITRES
33199	GUJAN-MESTRAS
33200	LE HAILLAN
33201	HAUX
33205	ILLATS
33206	ISLE-SAINT-GEORGES
33207	IZON
33213	LA BREDE
33218	LAGORCE
33219	LA LANDE-DE-FRONSAC
33221	LAMOTHE-LANDERRON
33222	LALANDE-DE-POMEROL
33224	LANDERROUET-SUR-SEGUR
33225	LANDIRAS
33226	LANGOIRAN
33227	LANGON
33229	LANTON
33230	LAPOUYADE
33231	LAROQUE
33233	LARUSCADE

33234	LATRESNE
33237	LEOGEATS
33238	LEOGNAN
33240	LESPARRE-MEDOC
33241	LESTIAC-SUR-GARONNE
33243	LIBOURNE
33245	LIGNAN-DE-BORDEAUX
33250	LOUBENS
33252	LOUPES
33253	LOUPIAC
33259	LUGON-ET-L'ILE-DU-CARNAY
33261	LUSSAC
33263	MADIRAC
33264	MARANSIN
33266	MARCENAIS
33272	MARSAS
33273	MARTIGNAS-SUR-JALLE
33274	MARTILLAC
33276	MASSEILLES
33279	MAZERES
33283	MESTERRIEUX
33284	MIOS
33287	MONGAUZY
33288	MONPRIMBLANC
33290	MONTAGNE
33293	MONTUSSAN
33294	MORIZES
33295	MOUILLAC
33298	MOULON
33299	MOURENS
33302	NEAC
33305	LE NIZAN
33307	NOAILLAN
33308	OMET
33311	PAILLET
33315	LES PEINTURES
33317	PERISSAC
33319	PESSAC-SUR-DORDOGNE
33320	PETIT-PALAIS-ET-CORNEMPS
33321	PEUJARD
33323	LE PIAN-SUR-GARONNE
33324	PINEUILH
33327	PODENSAC
33328	POMEROL
33330	POMPIGNAC
33332	PORCHERES
33334	PORTETS
33335	LE POUT
33336	PRECHAC
33337	PREIGNAC
33342	PUISSEGUIN
33343	PUJOLS-SUR-CIRON
33347	PUYNORMAND
33349	QUINSAC
33355	RIONS
33356	LA RIVIERE
33357	ROAILLAN

33359	ROQUEBRUNE
33362	SABLONS
33363	SADIRAC
33364	SAILLANS
33365	SAINT-AIGNAN
33366	SAINT-ANDRE-DE-CUBZAC
33367	SAINT-ANDRE-DU-BOIS
33371	SAINT-ANTOINE (<i>VAL DE VIRVEE</i>)
33373	SAINT-ANTOINE-SUR-L'ISLE
33376	SAINT-AUBIN-DE-MEDOC
33378	SAINT-AVIT-SAINT-NAZAIRE
33381	SAINT-CAPRAIS-DE-BORDEAUX
33382	SAINT-CHRISTOLY-DE-BLAYE
33384	SAINT-CHRISTOPHE-DES-BARDES
33385	SAINT-CHRISTOPHE-DE-DOUBLE
33386	SAINT-CIBARD
33387	SAINT-CIERS-D'ABZAC
33390	SAINTE-COLOMBE
33392	SAINTE-CROIX-DU-MONT
33393	SAINT-DENIS-DE-PILE
33394	SAINT-EMILION
33396	SAINT-ETIENNE-DE-LISSE
33397	SAINTE-EULALIE
33398	SAINT-EXUPERY
33402	SAINTE-FOY-LA-GRANDE
33403	SAINTE-FOY-LA-LONGUE
33406	SAINT-GENES-DE-CASTILLON
33407	SAINT-GENES-DE-FRONSAC
33408	SAINT-GENES-DE-LOMBAUD
33411	SAINT-GERMAIN-DE-GRAVE
33413	SAINT-GERMAIN-DU-PUCH
33414	SAINT-GERMAIN-DE-LA-RIVIERE
33415	SAINT-GERVAIS
33420	SAINT-HIPPOLYTE
33421	SAINT-JEAN-DE-BLAIGNAC
33422	SAINT-JEAN-D'ILLAC
33426	SAINT-LAURENT-DES-COMBES
33427	SAINT-LAURENT-DU-BOIS
33428	SAINT-LAURENT-DU-PLAN
33432	SAINT-LOUBERT
33433	SAINT-LOUBES
33434	SAINT-LOUIS-DE-MONTFERRAND
33435	SAINT-MACAIRE
33437	SAINT-MAGNE-DE-CASTILLON
33438	SAINT-MAIXANT
33439	SAINT-MARIENS
33440	SAINT-MARTIAL
33442	SAINT-MARTIN-DE-LAYE
33443	SAINT-MARTIN-DE-LERM
33444	SAINT-MARTIN-DE-SESCAS
33445	SAINT-MARTIN-DU-BOIS
33447	SAINT-MEDARD-DE-GUIZIERES
33448	SAINT-MEDARD-D'EYRANS
33451	SAINT-MICHEL-DE-FRONSAC
33452	SAINT-MICHEL-DE-RIEUFRET
33454	SAINT-MORILLON
33457	SAINT-PARDON-DE-CONQUES

33459	SAINT-PEY-D'ARMENS
33461	SAINT-PHILIPPE-D'AIGUILLE
33462	SAINT-PHILIPPE-DU-SEIGNAL
33463	SAINT-PIERRE-D'AURILLAC
33464	SAINT-PIERRE-DE-BAT
33465	SAINT-PIERRE-DE-MONS
33470	SAINT-ROMAIN-LA-VIRVEE
33472	SAINT-SAUVEUR-DE-PUYNORMAND
33473	SAINT-SAVIN
33474	SAINT-SELVE
33478	SAINT-SEURIN-SUR-L'ISLE
33480	SAINT-SULPICE-DE-FALEYRENS
33483	SAINT-SULPICE-ET-CAMEYRAC
33485	SAINTE-TERRE
33487	SAINT-VINCENT-DE-PAUL
33492	SAINT-YZAN-DE-SOUDIAC
33495	SALIGNAC (VAL DE VIRVEE)
33496	SALLEBOEUF
33499	LES SALLES-DE-CASTILLON
33504	SAUTERNES
33505	LA SAUVE
33509	SAVIGNAC-DE-L'ISLE
33510	SEMENS
33511	SENDETS
33514	SOULAC-SUR-MER
33515	SOULIGNAC
33518	TABANAC
33519	LE TAILLAN-MEDOC
33522	TALENCE
33523	TARGON
33524	TARNES
33526	TAYAC
33527	LE TEICH
33529	LA TESTE-DE-BUCH
33532	TIZAC-DE-LAPOUYADE
33533	TOULENNE
33534	LE TOURNE
33535	TRESSES
33537	UZESTE
33539	VAYRES
33542	VERAC
33543	VERDELAIS
33546	VIGNONET
33547	VILLANDRAUT
33548	VILLEGOUGE
33549	VILLENAVE-DE-RIONS
33550	VILLENAVE-D'ORNON
33552	VIRELADE
33553	VIRSAC
33554	YVRAC
33555	MARCHEPRIME

Communes partiellement desservies :

Code INSEE	Nom de la commune
33339	PRIGNAC ET MARCAMPES
33194	GREZILLAC
33289	MONSEGUR
33296	MOULIETS ET VILLEMARTIN
33350	RAUZAN
33506	SAUVETERRE DE GUYENNE

L'article 13.15 de l'annexe 1 du cahier des charges précise les conditions de répartition.

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 au plus tard le 30 juin des actions menées dans le cadre défini au paragraphe ci-dessus au 31 décembre de l'année précédente.

Cette part de la redevance est désignée ci-après par le terme **R1** ;

- la deuxième part, dite "**d'investissement**", est la contrepartie d'un service rendu par l'autorité concédante consistant en la mise à disposition d'ouvrages établis ou modifiés postérieurement à l'entrée en vigueur du présent contrat et financés en tout ou partie par l'autorité concédante.

Cette redevance peut également représenter une fraction des dépenses d'investissement de l'autorité concédante ou de ses communes ou groupements de communes membres permettant de mettre en œuvre, dans l'intérêt du réseau public de distribution concédé, les dispositions légales relatives à la transition énergétique, notamment celles permettant de différer ou d'éviter le renforcement de ce réseau.

Le montant de la redevance d'investissement est fixé conformément aux dispositions du 2.3 ci-après.

Cette part de la redevance est désignée ci-après par le terme **R2**.

2.2. Part de la redevance dite "de fonctionnement"

2.2.1. Pour une année donnée et sans préjudice de l'application des dispositions des articles 13.15 et 13.16 de la présente annexe, 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 1994, c'est-à-dire la valeur **ING₀** du contrat de concession signé entre les parties le 24 mai 1995, auquel le présent contrat se substitue eu égard aux prérogatives exclusives reconnues par la loi au concessionnaire, soit 71,4 ;

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.

- **ING**, index « ingénierie »³ ;

2.2.2. Le montant de la part R1 est déterminé, en euros HT, 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 1 072 821 euros, par application des valeurs suivantes :

- L_{C1} : 16 521
- P_{C1} : 796 751
- P_{D1} : 1 061 724
- D : 30
- ING_1 : 118,6
- ING_0 : 71,4

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 R1 est estimé à partir des valeurs connues L_{C1} , P_{C1} , P_{D1} et ING_1 au 31 décembre 2020.

Ce montant R1 sera actualisé, après publication des valeurs ci-dessus au 31 décembre 2021, par échanges de lettres 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

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

en vigueur de l'avenant et de chaque année suivante est ensuite calculée conformément aux stipulations du présent paragraphe.

2.2.2.2. Part R1 à verser

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

a- Montant minimal de la part R1

Le montant **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 R1₁ (en euros)
70 000 habitants ≤ P_c < 100 000 habitants	30 000
100 000 habitants ≤ P_c < 200 000 habitants	120 000
200 000 habitants ≤ P_c < 300 000 habitants	190 000
300 000 habitants ≤ P_c < 450 000 habitants	240 000
450 000 habitants ≤ P_c	360 000

Au titre des années suivantes, le montant **R1_n** calculé au titre de l'année *n* ne peut être inférieur, sous réserve du respect des conditions ci-dessus, à ces valeurs revalorisées chaque année en appliquant la formule d'indexation :

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

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 **ING₁/ING₀**) euros, soit 780 952 euros ;

* ce montant **R1₁** est estimé sur la base de l'**ING₁** connu au 31/12/2020. Ce montant R1 sera actualisé, après publication des valeurs ci-dessus au 31 décembre 2021, par échanges de lettres entre les parties.

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

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

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

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

2.3.1. Pour une année donnée et sans préjudice de l'application des dispositions des articles 13.15 et 13.16 de la présente annexe, 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 métropole² ou d'une communauté urbaine : **P_D** est égal à **P_C** ;
- 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 ;

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.

- 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_b est égal à la population municipale de cette métropole ou de cette communauté urbaine desservie par le concessionnaire.
- ING_n , index « ingénierie »³ du mois de décembre de l'année précédant l'année n ⁶ ;
- 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 ces deux termes.

⁶ Pour toute valeur de n supérieure à 1.

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.

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 :

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

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 $n+1$.

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 :

$$R2 = [(0,6 \mathbf{B} + 0,1 \mathbf{I}) \times (1 + \mathbf{P}_c / \mathbf{P}_d)] \times (0,01 \times \mathbf{D} + 0,1)$$

ou

$$R2 = [(0,5 \mathbf{B} + 0,2 \mathbf{I}) \times (1 + \mathbf{P}_c / \mathbf{P}_d)] \times (0,01 \times \mathbf{D} + 0,1)$$

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 :

$$R2 = [(0,5 \mathbf{B} + 0,2 \mathbf{I}) \times (1 + \mathbf{P}_c / \mathbf{P}_d)] \times (0,01 \times \mathbf{D} + 0,1)$$

L'autorité concédante opte pour cette formule de calcul à titre non définitif et se réserve le droit de changer de formule de calcul en application de l'alinéa 2 du A) du 2.3.2.1.

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, Enedis et EDF du 21 décembre 2017, la liste des investissements éligibles aux termes I de la part R2 de la redevance de concession et leurs modalités de prise en compte dans ladite part R2 seront, en tant que de besoin, modifiés dans le cadre d'un accord national, de façon à tenir compte du retour d'expérience de la mise en application locale du modèle de contrat annexé à l'accord-cadre précité et des éventuelles évolutions des technologies de réseau dans le contexte de la transition énergétique.

2.4. Majoration de la redevance pour départementalisation

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

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

où :

- 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.

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 l'année d'entrée en vigueur du contrat ;

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

- le montant de la part R1 à verser chaque année 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.

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

2.7. Majoration exceptionnelle de la part R2 de la redevance de concession au titre de l'année d'entrée en vigueur du contrat

Les Parties conviennent d'une majoration exceptionnelle de la part R2 de la redevance de concession à verser au titre de la première année civile complète d'application du contrat égale à :

- 7% du montant de la part R2 à verser selon les dispositions prévues à l'article 2.3.2 de l'annexe 1 lorsque ce dernier montant est strictement inférieur à la moyenne des parts R2 versées de 2012 à 2015⁸;
- 5% du montant de la part R2 à verser selon les dispositions prévues à l'article 2.3.2 de l'annexe 1 lorsque ce dernier montant est égal ou supérieur, dans la limite de 30 000 euros, à la moyenne des parts R2 versées de 2012 à 2015.

Si l'autorité concédante perçoit une majoration de la redevance de concession au titre de la départementalisation, la part R2 à verser selon les dispositions prévues à l'article 2.3.2 de l'annexe 1 est majorée de la part de cette majoration affectée à la part R2, selon les modalités définies au paragraphe 2.4 de l'article 2 de l'annexe 1 au cahier des charges de concession, avant application de la majoration exceptionnelle de la part R2 l'année d'entrée en vigueur du contrat.

⁸ Sans préjudice des dispositions du dernier alinéa de l'article 2.3.2.2 de la présente annexe

Ces dispositions sont reprises de l'article 5 de l'accord cadre national.

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 – Travaux sous maîtrise d'ouvrage du concédant

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 - Travaux sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution

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 m⁹ 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 tout autre technique appropriée, selon un pourcentage minimal de 85% 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 50% de la longueur totale construite annuellement par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa.

⁹ On indiquera ici une distance, par exemple 500 m, ou l'on annexera un plan délimitant la zone où les réseaux de la concession sont établis en technique discrète.

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, 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 suit¹⁰ :

Origine des travaux	Nature des travaux	Catégorie de communes	
		Urbaine	Rurale
Renforcements			
Levée de contrainte électrique des réseaux BT	Renforcement des réseaux BT et, si nécessaire, remplacement ou création, et raccordement d'un poste de transformation associé (yc reprise des branchements existants)	Enedis	SDEEG
Levée de contrainte électrique des réseaux HTA	Renforcement des réseaux HTA	Enedis	Enedis
Renforcement (yc poste HTA/BT le cas échéant) suite à raccordement BT	Raccordement individuel consommateur ou producteur avec ou sans extension	Enedis	SDEEG
	Raccordement collectif consommateur ou producteur, sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale	Enedis	SDEEG
	Raccordement collectif consommateur ou producteur, sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale	Enedis	Enedis
Augmentation de puissance pour des clients BT sup. à 36 kVA (hors simple remplacement de la platine comptage)	Renforcement du réseau BT	Enedis	SDEEG
Augmentation de puissance de transformateur	Mutation seule du transformateur (sans doublement ou triplement de nappes)	Enedis	Enedis
	Autres cas	Enedis	SDEEG

¹⁰ Le cas échéant, une 3ème catégorie de commune pourra être rajoutée pour tenir compte des communes urbaines qui reversent au moins la moitié de la TCCFE qu'elles perçoivent ou lorsque le concédant conserve au moins la moitié de la TCCFE lorsqu'il collecte cette taxe en lieu et place de ces communes. Pour les communes d'au moins 70 000 habitants, la part de la TCCFE dont l'autorité concédante doit avoir la disposition est réduite à 35%.

Sécurisation			
Amélioration de la continuité d'alimentation du réseau concédé	Sécurisation des réseaux BT (yc reprise des branchements existants)	Enedis	SDEEG
	Fiabilisation des réseaux HTA	Enedis	Enedis
Changement de conducteur lors d'un dépannage	Remplacement de portées de fils nus en torsadé	Enedis	Enedis
Raccordement			
Extensions HTA	Extension HTA pour le raccordement d'une installation de consommation d'un client HTA (installation communale ou intercommunale)	Enedis	Enedis
	Extension HTA pour le raccordement d'une installation de consommation d'un client HTA (hors installation communale ou intercommunale)	Enedis	Enedis
	Extension HTA liée à la création d'un poste de distribution publique HTA/BT dans le cadre d'une opération de raccordement sous MOA SDEEG	Sans objet	SDEEG
	Déraccordement de clients HTA (yc déshérence)	Enedis	Enedis
Extensions BT sup. à 36 kVA	Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation de client sup à 36 kVA (hors installation communale ou intercommunale)	Enedis	SDEEG
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation communale ou intercommunale sup à 36 kVA	Enedis	SDEEG
	Fourniture des platines et pose des comptages	Enedis	Enedis
	Dépose de branchements associés (yc déshérence)	Enedis	Enedis
	Extension BT pour le raccordement de toute installation de production	Enedis	Enedis

Extensions BT inf à 36 kVA	Extension BT pour le raccordement individuel d'une installation de consommation (hors installation communale ou intercommunale)	Enedis	SDEEG
	Extension BT pour le raccordement individuel d'une installation de consommation communale ou intercommunale	Enedis	SDEEG
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective en horizontal comme en vertical (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (immeuble, lotissement) hors ZAC	Enedis	SDEEG
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective dans les ZAC (communale, intercommunale ou non)	Enedis	SDEEG
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale (immeuble lotissement)	Enedis	Enedis
	Extension BT pour le raccordement d'une installation individuelle neuve de production ≤ 6 kVA simultanément avec une installation individuelle neuve de consommation	Enedis	SDEEG
	Extension BT pour le raccordement de bâtiments publics neufs comportant simultanément de la production d'électricité pour la puissance inférieure ou égale à 36 kVA et de la consommation	Enedis	SDEEG
	Extension BT pour le raccordement de toute autre installation de production	Enedis	Enedis
Branchements	Branchement individuel BT d'une installation de consommation sans extension	Enedis	Enedis
	Branchement individuel BT d'une installation de consommation sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale suite à extension	Enedis	Enedis
	Branchement individuel BT d'une installation de consommation sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale suite à extension	Enedis	Enedis
	Branchement de toute installation de production	Enedis	Enedis
	Dépose de Branchement BT (yc déshérence)	Enedis	Enedis
Branchements sur le terrain d'assiette des raccordements collectifs (au moins 3 PDL)	Liaison A d'une opération collective sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (au moins 3 PDL) suite à extension	Enedis	Enedis
	Liaison A d'une opération collective sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale (au moins 3 PDL)	Enedis	Enedis
	Liaison B d'une opération collective (au moins 3 PDL)	Enedis	Enedis

Ouvrages BT sur terrain d'assiette des raccordements collectifs	Ouvrages de branchement et extension BT sur le terrain d'assiette d'une opération collective sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (au moins 3 PDL (immeuble, lotissement, ZAC))	Enedis	SDEEG
	Ouvrages de branchement et extension BT sur le terrain d'assiette d'une opération collective sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale (au moins 3 PDL (immeuble, lotissement, ZAC))	Enedis	Enedis
Intégration des ouvrages dans l'environnement	Effacement BT (yc reprise des branchements existants)	SDEEG	SDEEG
	Effacement HTA (conjoint à une opération d'effacement BT)	Enedis	Enedis/*SDEEG
Déplacements d'ouvrage	Déplacements d'ouvrage à la demande de tiers au sens de l'article 9 du cahier des charges de concession	Enedis	Enedis

* Après accord entre les deux parties

Toute nouvelle répartition de la maîtrise d'ouvrage, issue de ces dispositions, donne lieu à la signature d'un avenant avant toute mise en œuvre.

En particulier, dans le cas d'une fusion ou d'un groupement de communes, les parties conviennent avant toute modification du périmètre respectif de maîtrise d'ouvrage de se consulter afin d'évaluer l'impact sur l'équilibre initial du contrat.

Les définitions générales énoncées au B) sont complétées des notions suivantes :

Point de livraison : (au sens de la norme C14-100) extrémité terminale vue du branchement, point de raccordement avec l'installation de l'utilisateur situé soit :

- Aux bornes en aval de l'appareil général de coupure et de protection (AGCP) du branchement à puissance limitée ;
- Aux bornes en aval du dispositif de sectionnement du branchement à puissance surveillée.

Le point de livraison est appelé :

- Point de soutirage si l'installation raccordée est consommatrice ;
- Point d'injection si l'installation raccordée est productrice.

Lotissement : (au sens de l'article L442-1 du Code de l'urbanisme) constitue un lotissement la division en propriété ou en jouissance d'une unité foncière ou de plusieurs unités foncières contiguës ayant pour objet de créer un ou plusieurs lots destinés à être bâtis.

Zone d'aménagement concerté : (au sens de l'article L311-1 du Code de l'urbanisme) les zones d'aménagement concerté (ZAC) sont les zones à l'intérieur desquelles une collectivité publique ou un établissement public y ayant vocation décide d'intervenir pour réaliser ou faire réaliser l'aménagement et l'équipement des terrains, notamment de ceux que cette collectivité ou cet établissement a acquis ou acquerra en vue de les céder ou de les concéder ultérieurement à des utilisateurs publics ou privés.

B) Définitions

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

Commune rurale : commune dans laquelle les travaux réalisés par l'autorité concédante sont éligibles aux aides à l'électrification rurale mentionnées à l'article L.2224-31 du code général des collectivités territoriales (CGCT), dans les conditions définies par la réglementation.

Commune urbaine : toute autre commune de la concession.

Dans le tableau ci-dessus, la nature des travaux est définie comme suit :

Renforcement des réseaux BT : travaux ayant pour objet la résorption des contraintes existantes de tension, d'intensité et de capacité sur le réseau BT, laquelle peut notamment concourir à l'amélioration de l'efficacité énergétique du réseau ; ils incluent le renforcement des réseaux BT et, le cas échéant, des postes HTA/BT et la reprise de la liaison au réseau HTA.

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

Sécurisation des réseaux BT : travaux réalisés sur les réseaux BT aériens 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.

Extension HTA pour le raccordement d'une installation de consommation ou de production : extensions HTA au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement HTA d'une installation de consommation ou de production.

Extension BT pour raccordement individuel d'une installation de consommation communale ou intercommunale : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement individuel d'une installation de consommation communale ou intercommunale.

Extension BT pour raccordement individuel d'une installation de consommation (hors installation communale ou inter communale) : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement individuel d'une installation de consommation, à l'exception d'une installation communale ou inter communale.

Extension BT pour raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (immeuble, lotissement) hors ZAC : extension BT au sens du décret de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (immeuble, lotissement).

Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective dans les ZAC : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de consommation collective dans les ZAC.

Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale (immeuble, lotissement) : extension BT au sens du décret de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale (immeuble, lotissement).

Extension BT pour le raccordement d'une installation de production ≤ 6 kVA 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 ≤ 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 simultanée avec le raccordement d'un bâtiment public neuf.

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

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

Ouvrages de branchement et d'extension BT sur terrain d'assiette d'un raccordement collectif sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale (au moins 3 PDL) (immeuble, lotissement, ZAC) : travaux de branchement ou d'extension sur le terrain d'assiette d'une opération de raccordement collectif conduite sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale.

Effacement : travaux d'effacement dont la finalité est l'amélioration de l'intégration des ouvrages dans l'environnement, laquelle peut notamment concourir à la sécurisation du réseau, par de l'enfouissement ou de la pose suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée.

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

A) Données fournies régulièrement

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 renforcement relevant de sa maîtrise d'ouvrage et, le cas échéant, de procéder à l'instruction des avis d'urbanisme.

Cette communication est accompagnée d'un avis du gestionnaire du réseau de distribution précisant les départs pour lesquels des travaux de renforcement sont à réaliser de façon prioritaire. L'autorité concédante informe le gestionnaire du réseau de distribution de son programme prévisionnel de travaux.

En 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.

B) Données fournies ponctuellement

Conformément aux dispositions de l'article 21 B) du cahier des charges, le concessionnaire fournira à l'autorité concédante, les données relatives à l'état du réseau qu'elle aura sollicité dans le cadre des actions visant à la mise en œuvre de la transition écologique. Les données et leurs modalités de mise à disposition seront précisées dans le cadre d'un accord commun entre les parties.

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 ($\leq 14 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ et $\leq 22 \text{ mm}^2 \text{ Alu}$)
- 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 exceptionnel¹¹ (en minutes)
 - dont l'origine de l'incident est située sur le réseau d'électricité géré par une société gestionnaire d'un réseau de transport d'électricité
 - dont l'origine de l'incident est située au niveau d'un poste source
 - dont l'origine de l'incident est située sur un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité relevant du domaine de tension HTA (« incident HTA »)
 - dont l'origine de l'incident est située sur un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité relevant du domaine de tension BT (« incident BT »)
 - ayant pour origine des travaux sur le réseau public de distribution d'électricité.
- Nombre d'incidents HTA pour 100 km de réseau
 - dont aérien
 - dont souterrain
- Nombre d'incidents BT pour 100 km de réseau
 - dont aérien
 - dont souterrain
- Nombre de coupures à la suite d'incidents sur le réseau public de distribution d'électricité
 - dont nombre de coupures d'une durée supérieure à 3 minutes (ci-après « coupure longue »)
 - dont nombre de coupures d'une durée supérieure ou égale à 1 seconde et inférieure ou égale à 3 minutes (ci-après « coupure brève »).
- Nombre de coupures pour travaux sur le réseau public de distribution d'électricité
 - dont nombre de coupures pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension HTA
 - dont nombre de coupures pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension BT.
- Durée moyenne des coupures pour travaux perçue par un client alimenté en BT
 - dont pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension HTA
 - dont pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension BT.
- Fréquence des coupures longues, toutes causes confondues
- Fréquence des coupures brèves, toutes causes confondues.

¹¹ 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.

- 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 alimenté¹²
- 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
- % des réclamations des clients particuliers (segment C5), concernant les activités suivantes :
 - Raccordement
 - Relève et facturation
 - Accueil
 - Intervention techniques et mises en service
 - Qualité de la fourniture
- Taux d'accessibilité de l'accueil dépannage par les clients BT avec une puissance inférieure ou égale à 36 kVA
 - Nombre d'appels reçus
 - Nombre d'appels donnant lieu à un dépannage.

6° Indicateurs de satisfaction des clients

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

¹² 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 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
- Ventilation¹³ des clients de la concession au 31 décembre
 - par tarif : Bleu résidentiel, Bleu non résidentiel
 - par option : Base, Heure Pleine / Heure Creuse, EJP / TEMPO, Eclairage Public
 - par puissance souscrite (hors éclairage public) : 3 kVA, 6 kVA, 9 kVA, 12 kVA et plus

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

¹³ 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.

- Nombre de clients en situation de coupures effectives réalimentés au début de la période hivernale de l'exercice considéré¹⁴, 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 hivernale¹⁵
- Nombre de réductions de puissance effectuées au cours de l'exercice
- Nombre de clients en situation de réduction de puissance au 31 décembre
- Nombre de clients dont le compte clients a été crédité avec un chèque énergie au cours de l'exercice

c) Autres services rendus aux clients de la concession :

- Nombre de conseils tarifaires dispensés par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente auprès des clients particuliers au cours de l'exercice
- Nombre de clients particuliers bénéficiant d'un accompagnement énergie de la part du fournisseur aux tarifs réglementés de vente au cours de l'exercice
- Nombre de souscriptions sans interruption de fourniture au cours de l'exercice
- Nombre d'appels téléphoniques traités pour les clients particuliers au cours de l'exercice, à la maille de la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente
- Nombre de pages vues sur le(s) site(s) internet proposé(s) au cours de l'exercice, à la maille de la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente
- Nombre d'espaces internet client ouverts au 31 décembre, à la maille de la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente
- Modalités de contact et d'accueil proposées aux clients par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente (sites internet, services téléphoniques, points d'accueils, ...)

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

- Nombre total de réclamations écrites¹⁶ 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.

¹⁴ A la date de signature du présent contrat : le 1^{er} novembre de l'année dont il est rendu compte

¹⁵ 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

¹⁶ Correspond aux réclamations reçues par courrier et par voie numérique

3° Eléments financiers de la concession :

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

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

ARTICLE 9 EXERCICE DU CONTROLE

Les opérations de contrôle du bon accomplissement par le concessionnaire de ses missions, mentionnées à l'article 44 du cahier des charges, sont organisées par l'autorité concédante. Sans préjudice de la faculté pour les agents de contrôle de l'autorité concédante de procéder à tout moment à toutes vérifications et de prendre connaissance sur place, ou copie, de toutes informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice de leur mission, l'autorité concédante a la faculté d'exercer un contrôle annuel dans le cadre précisé ci-après.

Pour les missions périodiques ainsi diligentées par l'autorité concédante, les parties conviennent des principes ci-après.

A) Information préalable

Toute mission périodique de contrôle est notifiée par l'agent de contrôle désigné par l'autorité concédante au moins 4 mois¹⁷ avant la date prévisionnelle des opérations de contrôle. Cette notification est adressée par écrit au(x) représentant(s) du concessionnaire concerné(s) tel(s) que désigné(s) à l'article 54 du cahier des charges.

Elle précise, notamment, l'objectif de la mission, les informations attendues et leur délai de mise à disposition qui ne sera pas inférieur à 2 mois¹⁸.

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.

¹⁷ A compléter par les parties, sans que ce délai puisse être inférieur à deux mois.

¹⁸ A compléter par les parties, sans que ce délai puisse être inférieur à un mois.

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 assermenté¹⁹ 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 8 semaines.

L'autorité concédante arrête le montant de la pénalité mentionnée à l'article 46 du cahier des charges au plus tard dans les douze mois suivant la date d'expiration de la mise en demeure qu'elle a adressée au concessionnaire dans le cadre de l'exercice de son contrôle de la concession.

ARTICLE 10

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

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

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

¹⁹ Conformément à la législation en vigueur

autonome d'électricité utilisant l'énergie photovoltaïque²⁰ et dont l'usage s'inscrit dans la durée (ci-après « les moyens de desserte décentralisés »).

Conformément au septième alinéa de l'article 2 du cahier des charges, la mise en œuvre de moyens de desserte décentralisés doit satisfaire à un motif d'intérêt général. A cet effet, et préalablement à sa mise en œuvre, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution examinent conjointement l'intérêt technico-économique de l'opération projetée par rapport à un raccordement au réseau public de distribution d'électricité.

Pour qu'une solution reposant sur la mise en œuvre de moyens de desserte décentralisés soit retenue en substitution à une extension du réseau existant, elle doit en particulier être mise en œuvre conformément aux règles techniques du gestionnaire de réseaux, présenter un coût global actualisé pour la collectivité nationale inférieur à celui relatif à une alimentation à partir d'une extension du réseau public de distribution d'électricité et favoriser le développement d'une activité contribuant à l'aménagement du territoire. Elle doit en outre s'accompagner d'un engagement de non raccordement du site au réseau pendant 5 ans, à besoin constant.

Lorsque la maîtrise d'ouvrage des travaux est assurée par l'autorité concédante, l'accord des parties est matérialisé par la signature préalable par le gestionnaire du réseau de distribution d'un document de prise en concession de l'installation projetée après examen du dossier correspondant.

Dans les cas où les conditions mentionnées précédemment sont satisfaites, les moyens de desserte décentralisés intègrent les ouvrages concédés conformément aux dispositions de l'article 2 du cahier des charges.

Les moyens de desserte décentralisés incorporés dans la concession (ci-après « installations en site isolé ») comprennent l'ensemble des installations en amont des bornes de sortie du disjoncteur des clients, soit :

- les installations de production proprement dites : champ de modules photovoltaïques, avec leur boîtier de raccordement, et/ou générateur éolien ou générateur hydroélectrique ;
- la batterie de stockage de l'énergie, associée à un système de contrôle de la charge et de la décharge destiné à protéger la batterie ;
- le cas échéant, l'onduleur assurant la transformation du courant continu en courant alternatif 230 volts ;
- les ouvrages de distribution compris entre la source de production d'énergie et les bornes de sortie des disjoncteurs des usagers.

Pour les générateurs hydrauliques, les installations en concession comprennent la turbine et tous les systèmes de régulation, à l'exclusion des vannes et de leur asservissement, des ouvrages de génie civil, conduites forcées, bassins de captage d'eau.

Pendant la durée du contrat de concession, le gestionnaire du réseau de distribution informe l'autorité concédante de toute évolution significative des usages et/ou des caractéristiques techniques des installations en site isolé mises en œuvre conformément aux dispositions mentionnées ci-dessus, en particulier lorsque ces usages ou ces caractéristiques sont devenues notoires 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.

²⁰ Selon les circonstances, des moyens de desserte décentralisés non raccordés utilisant l'énergie éolienne ou hydraulique peuvent être envisagés.

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

Le dépassement du délai de paiement ouvre de plein droit et sans autre formalité le bénéfice d'intérêts moratoires, à compter du jour suivant l'expiration du délai.

ARTICLE 13 AUTRES ADAPTATIONS LOCALES DU CONTRAT

Afin de garantir conjointement un service public de distribution d'électricité de qualité, le SDEEG, Enedis s'accordent pour définir des modes de fonctionnement optimisés sur le territoire de la concession.

Dans le but de fluidifier les relations entre les parties, chacune d'entre elle s'engage à remettre à l'autre une cartographie quant à l'organisation fonctionnelle des services et compétences déployés en Gironde avec les informations de contact correspondantes.

Les points ci-après constituent des éléments essentiels à la réussite du partenariat entre les trois cocontractants :

Article 13.1 – Etat des lieux des ouvrages de distribution concédé

Article 13.1.1 - Etat des lieux à l'entrée du présent contrat

L'état de la concession à l'entrée en vigueur du présent contrat s'appuie sur l'état des lieux de fin de contrat précédent.

Il a pour objet d'identifier et de décrire notamment précisément les ouvrages concédés à la date de prise d'effet du présent contrat.

Il est composé d'un document de synthèse et d'une annexe « diagnostic technique partagé » présentant les données relatives aux ouvrages concédés à la maille de la concession et de données complémentaires sous la forme de fichiers informatiques présentant ces données à une maille plus fine. Le document de synthèse et les données complémentaires forment un tout indissociable ayant valeur contractuelle.

Article 13.1.2 - Etat des lieux à l'échéance du présent contrat

Un état des lieux de fin de contrat sera produit au terme du présent contrat. Les parties se rencontreront au moins un an avant le terme du présent contrat afin de construire cet état des lieux.

Pour ce faire, les parties conviennent en commun d'un calendrier de travaux et de la méthodologie à mettre en œuvre. Ce calendrier doit permettre, sous un délai d'un an maximum, le partage de l'état des lieux.

Article 13.2 – Mode de fonctionnement

Nonobstant le strict respect des dispositions prévues au paragraphe 1.2 de l'article 1 de cette annexe concernant toute modification du présent contrat, les parties s'engagent mutuellement à renforcer le dialogue au niveau local, avant toute évolution de procédures et/ou règles relatives au fonctionnement de la concession, que ce soit d'un point de vue technique, administratif ou financier.

Article 13.3 - Modalités de renouvellement des conventions à enjeux

Les conventions à enjeux, listées ci-dessous, entrent en vigueur concomitamment à la signature du présent contrat de concession. Leur durée est alignée sur une durée au maximum de celle du premier PPI (4 ans).

A l'approche de l'échéance de chacune d'entre elles, les parties conviennent de se rapprocher systématiquement pour étudier les modalités de leur renouvellement éventuel.

Nom de la convention	Descriptif succinct de la convention
« Travaux sous Tension (TST) »	Précise les modalités de coopération entre Enedis et le SDEEG relatives à la mise en œuvre des dispositions de l'article 7 de la présente annexe.

« Cartographie Moyenne Echelle »	Traite les modalités d'échanges de données cartographiques au périmètre de la concession pour les ouvrages de distribution publique d'électricité à une échelle pouvant varier du 1/1000 ^{ème} au 1/10 000 ^{ème} .
« Echange de données cartographiques à l'occasion des travaux »	A pour but de faciliter les échanges réciproques entre Enedis et le SDEEG de données cartographiques à grande échelle de représentation à l'échelle 1/200 ^{ème} .
« Extranet cartographie »	Précise les modalités de la consultation par le SDEEG de la cartographie à grande échelle d'Enedis directement via internet.
« e-Plans »	Convention relative à l'utilisation de l'application e-Plans, outil de dématérialisation des échanges relatifs à l'établissement de nouveaux ouvrages concédés
« Gestion transformateurs »	A pour objet de préciser les modalités de gestion par Enedis des transformateurs, utilisés à la fois par le gestionnaire de réseau et le SDEEG, au périmètre de la concession, dans un objectif d'optimisation mutuelle.
« Mission d'études et d'informations techniques sur l'état du réseau concédé »	A pour but de définir la nature des études et informations techniques sur l'état du réseau concédé remis par le concessionnaire sur la zone de maîtrise d'ouvrage du SDEEG
« Transition énergétique »	A pour axes prioritaires de collaboration : <ul style="list-style-type: none"> - Accompagnement vers une plus grande efficacité énergétique - Développement et planification de la production d'électricité d'origine renouvelable - Développement de la mobilité électrique
« Coordination entre les activités du SDEEG et celles d'ENEDIS »	A pour thématiques principales *: <ul style="list-style-type: none"> - Modalités d'accès aux ouvrages de la concession - Respect des règles de répartition de la maîtrise d'ouvrage - Modalités de coconstruction des programmes travaux ENEDIS/SDEEG
« Article 8 »	Convention de partenariat pour travaux d'intégration des ouvrages du réseau de distribution électrique dans l'environnement

**Enedis propose de traiter la question spécifique des interactions entre travaux sur le réseau DP et travaux sur le réseau EP dans le cadre d'une convention de partenariat entre ENEDIS gestionnaire de réseau de la distribution publique d'électricité et le SDEEG agissant en sa qualité de gestionnaire du réseau d'éclairage public pour les collectivités de la concession qui lui ont transféré leur compétence.*

Ces conventions entreront en vigueur au 1^{er} janvier 2022.

Article 13.4 – Travaux sous tension

Enedis assure des prestations de travaux sous tension pour le compte du SDEEG.

Une convention spécifique entre les parties précise :

- le détail attendu du devis Enedis, solution technique et coût selon le barème national Enedis
- les modalités de transmission du devis par Enedis en prenant en compte le type de travaux réalisés par le SDEEG (raccordements ou autres)
- les modalités de facturation du devis dont notamment un délai d'envoi maximum de la facture par Enedis après intervention.

Article 13.5 – Mise à disposition des données cartographiques

Enedis s'engage à faire bénéficier au SDEEG, dès leur signature, des dispositions relatives aux dernières avancées en terme d'échanges de données cartographiques et de consultation des dites données, en cours de négociations nationales. Ceci selon 3 nouveaux types de conventions permettant respectivement de préciser :

- les données cartographiques moyenne échelle, au périmètre de la concession, fournies aux autorités concédantes,
- les échanges de données cartographiques moyenne et grande échelle à l'occasion de travaux réalisés par les autorités concédantes,
- les modalités de consultation des données cartographiques moyenne et grande échelle par les autorités concédantes sur l'espace collectivités d'Enedis.

Article 13.6 – Echange des documents relatifs aux projets de travaux

En complément de l'article 14 du cahier des charges relatif aux conditions d'exécution des travaux, les parties s'engagent à s'adresser mutuellement les articles R323-25 et R323-26 prévus par le code de l'énergie via l'utilisation de la plateforme internet e-plan, qui servira d'outil d'échanges pour la validation des études électriques.

Les parties conviennent de conclure une convention spécifique pour ce faire qui viendra préciser les conditions de mise à disposition et d'utilisation de la plateforme e plan en question.

Article 13.7 – Gestion des transformateurs

Les parties s'engagent à optimiser la gestion des transformateurs dans le cadre de ses programmes travaux, en particulier sur les points suivants :

- Les prévisions d'achat des matériels nécessaires aux besoins du SDEEG
- Les modalités de mise à disposition des matériels installés par le SDEEG
- Les modalités de retour des matériels déposés par le SDEEG

Les parties conviennent de conclure une convention spécifique pour ce faire.

Article 13.8 – Mission d'études et d'informations techniques sur l'état du réseau concédé

Dans le cadre de travaux sur le réseau dont il est maître d'ouvrage, le SDEEG demande au concessionnaire de lui fournir une analyse électrique des contraintes engendrées par les projets et de collaborer en vue de l'élaboration d'une proposition technique.

Les parties conviennent de conclure une convention spécifique qui visera notamment à définir la nature des études réalisées et des informations techniques fournies par le concessionnaire à l'autorité concédante à titre gracieux.

Article 13.9 – Transition Energétique

La transition énergétique constitue un enjeu majeur des territoires sur les prochaines décennies. En tant que maîtres d'ouvrages du réseau de distribution publique d'électricité, le SDEEG 33 et Enedis sont au cœur de ces enjeux puisque 95% des énergies renouvelables sont connectées au réseau public de

distribution d'électricité, qui doit par ailleurs s'adapter aux nouveaux usages de consommation, tels que la recharge des véhicules électriques ou l'autoconsommation.

Dans le cadre d'une convention spécifique « transition énergétique », les parties conviennent de structurer leur collaboration autour de 3 axes prioritaires que sont :

- 1) l'optimisation de la maîtrise de la demande en électricité vers plus d'efficacité énergétique
- 2) le développement et la planification de la production d'électricité renouvelable
- 3) le déploiement de la mobilité électrique

Article 13.10 – Coordination générale entre les activités d'Enedis et du SDEEG

Les parties conviennent d'une impérative coordination entre les activités du SDEEG et d'ENEDIS. Cette convention porte sur les modalités à mettre en œuvre pour s'assurer du respect des périmètres de maîtrise d'ouvrage réciproque et prévoit les règles et modalités d'accès au réseau de l'autorité concédante lorsqu'elle est maître d'ouvrage.

Elle prévoit des pénalités forfaitaires et réciproques en cas de non-respect de certains engagements.

La convention précise également les modalités de coconstruction des programmes travaux, au bénéfice des collectivités, convenues entre le SDEEG et Enedis.

Article 13.10.1 – Respect de la Maîtrise d'Ouvrage des travaux de raccordements

Le SDEEG et Enedis s'engagent à respecter la répartition de la Maîtrise d'Ouvrage telle que définie à l'article 5 de la présente annexe 1.

La convention rappelle les cas précis de dérogations possibles à ces dispositions, qui devront être précédées d'un accord préalable écrit entre les parties et devront s'exercer sur la base de considérations techniques ou économiques dûment partagées.

Article 13.10.2 – Modalités d'accès aux ouvrages de la concession

Dans le cadre de la réalisation de nouveaux ouvrages par l'autorité concédante, le concessionnaire doit faciliter l'accès au réseau en termes de procédure comme de délai.

Les dispositions de la convention rappellent la procédure à suivre, précisent des délais de consignation à respecter par Enedis et le cas échéant les pénalités et ses modalités, encourues par le concessionnaire ou l'autorité concédante, selon la responsabilité en cas de déprogrammation de la consignation prévue.

Article 13.10.3- Co-construction des programmes travaux SDEEG/ENEDIS

Le SDEEG et Enedis conviennent de renforcer la coordination de leurs interventions respectives en amont des travaux afin d'assurer une meilleure acceptabilité externe d'une part et optimiser leurs investissements respectifs d'autre part.

Article 13.11 Eclairage public et distribution publique d'électricité

Enedis, dans l'exercice de ses missions, informe, par le biais du dispositif évoqué à l'article 13.6, l'exploitant de réseau d'éclairage public, toutes les fois qu'il intervient sur ledit réseau.

Pour faciliter l'organisation des travaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage ENEDIS sur le réseau DP à proximité du réseau EP, le SDEEG fournira à Enedis une cartographie du réseau d'éclairage public relevant de sa compétence d'exploitant dudit réseau.

En cas de modification affectant le réseau éclairage public, Enedis doit s'assurer du bon fonctionnement dudit réseau à la fin du chantier, en visant à respecter l'alimentation, le matériel installé comme la signalétique.

En cas de déconnexion de l'éclairage public suite aux travaux engagés par Enedis, un mécanisme d'indemnisation est prévu par convention entre les parties prenant en compte les frais occasionnés pour la remise en état de l'éclairage public.

Cette convention précisera également les modalités afférentes aux investissements à considérer par le SDEEG pour le calcul du terme I de la redevance dite « d'investissement » R2, selon l'accord cadre national « terme I » en date du 28 juin 2019.

Article 13.12 – Recommandations techniques

Enedis et le SDEEG, en tant que maîtres d'ouvrages sur le réseau, visent une harmonisation de leurs pratiques.

Le SDEEG s'engage à respecter les prescriptions techniques d'ENEDIS justifiées par la mission d'exploitation du réseau de distribution publique. Dans l'éventualité où le respect de ces prescriptions techniques engendrerait des surcoûts significatifs pour le SDEEG, les parties s'engagent à se rapprocher afin d'étudier les conditions de prise en charge de ces derniers.

Enedis s'engage à tenir informé le SDEEG, par une revue périodique (semestrielle a minima), de toutes évolutions sur les spécifications des matériels, les procédures techniques ou méthodes...

Article 13.13 – Mission de contrôle sur le concessionnaire

A chaque fois que le SDEEG saisit Enedis par écrit par au titre du contrôle de concession, Enedis s'engage à apporter une réponse écrite dans les 15 jours qui suivent la demande.

Article 13.14 – Informations en cas d'évènements exceptionnels ou d'incidents graves affectant les ouvrages (gestion de crise)

En application de l'article 38 du cahier des charges, le gestionnaire de réseau informe le concédant dans les délais adaptés de toute situation de crise. Cette information est donnée par le concessionnaire au concédant selon les modalités pratiques disponibles.

Le gestionnaire du réseau de distribution tient régulièrement informé l'autorité concédante de l'état de rétablissement des réseaux et des opérations de réalimentation. L'autorité concédante pourra solliciter un interlocuteur dédié pour toute demande de complément d'information sur les détails des ouvrages électriques coupés, les moyens mise en œuvre, les délais estimés de réalimentation, l'état des clients coupés, ainsi que le suivi des travaux provisoires et définitifs.

La communication externe est assurée par le gestionnaire du réseau de distribution.

Pour chaque évènement, un retour d'expérience est réalisé par le gestionnaire du réseau de distribution à l'occasion des échanges réguliers entre l'autorité concédante et le concessionnaire. Les éventuelles actions correctrices à engager seront également présentées.

Article 13.15 – Dispositions particulières concernant 6 communes dont le territoire relève pour partie de la concession

Pour des raisons propres à l'évolution de l'organisation de la distribution publique d'électricité dans le département de la Gironde, six communes ont une partie seulement de leur territoire intégrée à la concession. Il s'agit des communes suivantes : GREZILLAC, MONSEGUR, MOULIETS et VILLEMARTIN, RAUZAN, SAUVETERRE DE GUYENNE, PRIGNAC et MARCAMPS.

Pour le calcul de la redevance de concession mentionnée à l'article 2 de la présente annexe, les parties conviennent de recourir à des clés de répartition pour déterminer les valeurs Lc et Pc, relatives

respectivement à la longueur des réseaux concédés situés sur le territoire des communes de la concession (en km) et à la population municipale des communes de la concession, pour les 6 communes précitées. A cet effet, les clés de répartition convenues dans l'avenant n°7 bis au contrat de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique du 17 mai 1995, précédemment en vigueur, sont reconduites.

En ce qui concerne la détermination de la valeur Pc prise en compte dans les formules de calcul des parts R1 et R2 de la redevance, il sera ainsi appliqué à la valeur de la population municipale de chacune des six communes, telle que définie aux articles 2.2.1 et 2.3.1, les pourcentages ci-après :

Communes	SDEEG
Sauveterre de Guyenne	67%
Monségur	64%
Grézillac	22%
Mouliets et Villemartin	17%
Rauzan	92%
Prignac et Marcamps	73%

En ce qui concerne la détermination de la valeur Lc prise en compte dans la formule de calcul de la part R1 de la redevance, les parties conviennent d'appliquer à la valeur de la longueur des réseaux concédés situés sur chacune des six communes, telle que définie à l'article 2.2.1, les pourcentages ci-après :

Communes	SDEEG
Sauveterre de Guyenne	50%
Monségur	38%
Grézillac	29%
Mouliets et Villemartin	8%
Rauzan	73%
Prignac et Marcamps	47%

Les dispositions du présent article pourront être revues à la demande de l'une ou l'autre des parties, notamment si des évolutions organisationnelles du pouvoir concédant dans le département de la Gironde les rendaient inapplicables ou rendaient nécessaire la révision de ces clefs de répartition.

Cette demande sera faite par lettre recommandée avec accusé de réception.

Article 13.16 – Communes nouvelles

Lorsqu'une commune est créée en application de l'article L2113-2 du code général des collectivités territoriale (« commune nouvelle ») et que cette commune est soit desservie par plusieurs GRD ou que son territoire n'est pas en totalité intégré dans la concession de distribution publique d'électricité du SDEEG, les Parties conviennent d'appliquer les dispositions suivantes :

Cas n°1

Fusion d'une ou de plusieurs communes de la concession du SDEEG avec une ou plusieurs communes desservie(s) par un gestionnaire de réseau de distribution (GRD) autre qu'Enedis : la commune nouvelle issue de cette fusion conserve les deux GRD initiaux sur chaque secteur concerné par la fusion.

Pour la partie du territoire des communes fusionnées desservie par Enedis, les prérogatives du présent contrat s'appliquent.

En particulier pour le calcul de la redevance de concession mentionnée à l'article 2 de la présente annexe, les parties conviennent de déterminer les valeurs Lc et Pc, relatives respectivement à la longueur des

réseaux concédés (en km) et à la population municipale des communes de la concession, comme suit pour la partie du territoire des communes fusionnées desservies par Enedis :

- la longueur de réseaux Lc considérée est celle exploitée par Enedis ;
- la population municipale à considérer, Pc, est établie au prorata de celle correspondant au secteur desservi par Enedis à la date de l'arrêté préfectoral portant fusion.

A la date de signature du présent contrat, seule la commune nouvelle de Castets-et-Castillon est concernée par ce cas de figure : l'ex-commune de Castets-en-Dorthe possède 79% du poids démographique de la nouvelle commune à la date de la fusion, d'où $Pc_{\text{Castet-en-Dorthe}} = 79\%$ de $Pc_{\text{Castets et Castillon}}$.

Cas n°2

Fusion d'une ou de plusieurs communes de la concession du SDEEG avec une ou plusieurs communes desservies par Enedis mais appartenant à une autre concession que celle du SDEEG : la commune nouvelle conserve les mêmes caractéristiques de desserte que celles qui prévalaient avant la fusion.

Pour la partie du territoire des communes fusionnées intégrée dans les limites territoriales de la concession telles que définies à l'article 1 du cahier des charges, les prérogatives du présent contrat s'appliquent.

En particulier pour le calcul de la redevance de concession mentionnée à l'article 2 de la présente annexe, les parties conviennent de déterminer les valeurs Lc et Pc comme suit :

- la longueur de réseaux Lc considérée est établie selon un prorata correspondant à la longueur de réseau dans chaque concession ;
- la population à considérer, Pc, est établie au prorata de celle correspondant au secteur desservi pour chaque concession à la date de l'arrêté préfectoral portant fusion.

A la date de signature du présent contrat, seule la commune nouvelle de Porte-de-Benauges est concernée par ce cas de figure. Pour celle-ci, les parties conviennent d'appliquer les pourcentages suivants :

- l'ex-commune d'Arbis possède 56% de la longueur de réseau de la nouvelle commune à la date de la fusion, d'où $Lc_{\text{Arbis}} = 56\%$ de $Lc_{\text{Porte de Benauges}}$.
- l'ex-commune d'Arbis possède 54% du poids démographique de la nouvelle commune à la date de la fusion, d'où $Pc_{\text{Arbis}} = 54\%$ de $Pc_{\text{Porte-de-Benauges}}$

Cas n°3

Fusion de communes appartenant toutes à la concession du SDEEG : la commune nouvelle reste desservie en totalité par Enedis.

Les prérogatives du présent contrat s'appliquent.

A la date de signature du présent contrat, seule la commune nouvelle de Val-de-Virvée, fusion des ex-communes de Aubie-et-Espessas, Saint-Antoine et Salignac est concernée par ce cas de figure.

La création de toute commune nouvelle impactant l'équilibre de la concession de distribution publique d'électricité induit la signature d'un avenant à la convention de concession.

A ce titre, les dispositions et critères exposés ci-dessus seront retenus par les parties pour organiser le régime concessif s'appliquant à la commune nouvelle.

ANNEXE 2A

DISPOSITIONS PARTICULIÈRES
CONVENUES ENTRE LE SDEEG ET ENEDIS
RELATIVES AU SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS,
SES DECLINAISONS PLURIANNUELLES
ET SA GOUVERNANCE

Table des matières

PREAMBULE	3
CHAPITRE 1 : DISPOSITIF DE GOUVERNANCE LOCALE.....	4
I. Etablissement et mise à jour d'un diagnostic technique partagé	4
I-1 – Contenu du diagnostic	4
I-2 – Actualisation du diagnostic technique	5
II – Etablissement et mise à jour du Schéma Directeur des Investissements (SDI)	6
II-1 – Objet.....	6
II-2 – Révision du Schéma Directeur des Investissements	6
III – Etablissement et suivi technique et financier des Programmes Pluriannuels d'Investissements (PPI)	7
III -1 – Objet.....	7
III-2 – Suivi et évaluation.....	7
III-3 – Articulation entre le bilan de fin d'un PPI et l'élaboration du PPI suivant.....	8
IV – Programme Annuel des Investissements : mise en œuvre annuelle des PPI.....	10
IV-1 – Elaboration d'un programme annuel.....	10
IV-2 – Suivi du programme annuel.....	10
CHAPITRE 2 : CONCLUSIONS DU DIAGNOSTIC TECHNIQUE PARTAGE.....	12
CHAPITRE 3 : LE SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS (SDI)	14
CHAPITRE 4 : LE PROGRAMME PLURIANNUEL DES INVESTISSEMENTS 2022 – 2025	19
A- Engagements financiers	20
B- Indicateurs de suivi	21
CHAPITRE 5 : LE DIAGNOSTIC TECHNIQUE PARTAGE	23

PREAMBULE

La présente annexe définit un dispositif de gouvernance des investissements réalisés sur le territoire de la concession du SDEEG.

Ce dispositif de gouvernance des investissements se décline au travers :

- ✓ d'un Schéma Directeur d'Investissements (SDI) sur le réseau public de distribution d'électricité qui correspond aux priorités d'investissements partagées par Enedis et le SDEEG,
- ✓ des Programmes Pluriannuels d'Investissements (PPI),
- ✓ des programmes annuels d'investissements, déclinaison annuelle du programme pluriannuel.

Cette annexe 2A se décompose en 5 chapitres :

Chapitre 1 : Le dispositif de gouvernance local

Chapitre 2 : Les conclusions du diagnostic technique partagé

Chapitre 3 : Le Schéma Directeur des Investissements (SDI)

Chapitre 4 : Le Programme Pluriannuel d'Investissements (PPI) 2022-2025

Chapitre 5 : Le diagnostic technique partagé

CHAPITRE 1 : DISPOSITIF DE GOUVERNANCE LOCALE

I. Etablissement et mise à jour d'un diagnostic technique partagé

I-1 – Contenu du diagnostic

Un diagnostic de la concession a été établi conjointement par le SDEEG et Enedis.

Il correspond à une vision partagée par Enedis et l'autorité concédante du réseau de distribution électrique concédé au démarrage du contrat.

Ce diagnostic partagé initial est précisé au Chapitre 5 de la présente annexe.

Il inclut :

- ✓ **un diagnostic technique détaillé du réseau**, partagé entre l'autorité concédante et Enedis,
- ✓ **des orientations de développement sur le territoire de la concession**,

Ces orientations prennent en compte notamment :

- à l'échelle régionale :
 - o le schéma régional d'aménagement et de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET) ;
 - o le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) ;
 - o tout document de planification en lien avec l'énergie.
- à l'échelle de la concession :
 - o PCAET,
 - o documents d'urbanisme (SCOT, PLU(i), PDU, PLH...) ;
 - o tout autre document de planification pouvant impacter le réseau de distribution ;
- à l'échelle des projets : tout projet significatif identifié (dont zone d'aménagement concerté, programme national de renouvellement urbain, travaux d'infrastructure, tous projets identifiés) ;
- tout autre document nécessaire à l'évaluation des besoins futurs.

- ✓ **l'identification des investissements sur les concessions limitrophes ayant un impact sur la concession**

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

I-2 – Actualisation du diagnostic technique

Le diagnostic technique sera actualisé :

- à minima tous les 4 ans, en préalable à l'élaboration d'un nouveau PPI ;
- d'un commun accord entre les parties si un événement important extérieur aux parties est de nature à modifier ou amender sensiblement les ambitions du Schéma Directeur des Investissements et/ou ses leviers d'actions prioritaires, avec pour conséquence, par exemple, la réorientation des investissements prioritaires.

Dans les cas où une actualisation est envisagée, les deux parties se rencontrent au plus tard le 30 septembre, avant le terme du PPI en cours.

Compte tenu de l'importance du travail à fournir pour une réactualisation totale du diagnostic technique, les parties échangent préalablement pour définir les éléments du diagnostic devant faire l'objet d'une actualisation.

L'actualisation du diagnostic pourra comprendre en particulier un focus spécifique sur les nouveaux enjeux liés à la transition énergétique, dont notamment : la production décentralisée et son intégration au réseau, l'autoconsommation, les modifications des profils de consommation et des consommations, les potentiels de flexibilité locale, l'intégration de nouveaux usages (mobilité électrique...).

Les éléments d'analyses décrits ci-dessus constituent un socle pouvant être complétés par tous besoins complémentaires identifiés.

Si les parties constatent d'un commun accord la nécessité de faire évoluer le diagnostic, le nouveau diagnostic est approuvé par avenant par l'organe délibérant de l'autorité concédante.

II – Etablissement et mise à jour du Schéma Directeur des Investissements (SDI)

II-1 – Objet

Le Schéma Directeur des Investissements est établi à partir de données historiques et des conclusions du diagnostic partagé au Chapitre 2 de la présente annexe.

Le Schéma Directeur des Investissements est établi pour la durée du contrat.

Il définit, en lien avec les enjeux identifiés par le SDEEG et Enedis, des valeurs repères partagées par les parties, en termes de qualité du service public de la distribution d'électricité et de fiabilisation des ouvrages, le cas échéant en ciblant certains secteurs géographiques nécessitant une intervention renforcée.

Les valeurs repères orientent les choix d'investissements sur le réseau de distribution électrique concédé déclinés dans les programmes pluriannuels.

II-2 – Révision du Schéma Directeur des Investissements

Il est mis à jour de façon concertée entre les parties, notamment :

- tous les 8 ans ;
- en cas d'évolution significative du diagnostic actualisé par rapport au diagnostic initial ou des orientations de développement du territoire ;
- en cas d'évolution significative affectant les conditions techniques et économiques de la distribution publique d'électricité sur la concession ;
- et, en tout état de cause, chaque fois que les parties d'un commun accord le jugeront utile.

Le schéma directeur révisé est adopté, *in fine*, par avenant.

III – Etablissement et suivi technique et financier des Programmes Pluriannuels d'Investissements (PPI)

III -1 – Objet

Afin d'atteindre les valeurs repères du schéma directeur, le SDEEG et Enedis élaborent de façon concertée des programmes pluriannuels d'investissements par période de 4 ans, et ce, jusqu'au terme du contrat. La durée du dernier programme pluriannuel d'investissements pourra être adaptée en fonction de la durée du contrat.

Le premier PPI débute au 1^{er} janvier 2022 et prend fin au 31 décembre 2025 et se compose notamment des éléments suivants :

- des leviers d'actions,
- des zones prioritaires et les réseaux prioritaires à traiter,
- les typologies d'équipements à traiter en priorité,
- les tableaux de synthèse des investissements prévus,
- les indicateurs de suivi et d'évaluation du PPI
- la contribution de chaque PPI au respect des ambitions du SDI

Les PPI suivants seront complétés par :

- des mesures correctrices issues de l'analyse d'écarts constatés dans la mise en œuvre des PPI précédents.

Le PPI intègre les réalisations d'Enedis par catégorie d'ouvrages et exprime des quantités d'ouvrages à sécuriser, moderniser ou à renforcer.

Les investissements sont exprimés en quantités et par catégorie d'ouvrages (linéaire HTA, linéaire BT, poste HTA/BT, ...).

L'engagement financier d'Enedis porte sur le montant global des investissements retenus dans le cadre du PPI.

Chaque PPI tient compte :

- de l'estimation des besoins réalisée par Enedis pour respecter les engagements du SDI et les engagements réglementaires,
- des éléments communiqués par le SDEEG concernant l'évolution des besoins du territoire, visés ci-avant.

Chacun des programmes pluriannuels d'investissements pourra être révisé à mi-parcours et en tant que de besoin après concertation entre les parties, afin de tenir compte notamment de l'évolution des orientations en matière d'investissements ou de nouvelles exigences réglementaires affectant les conditions de réalisation des ouvrages.

III-2 – Suivi et évaluation

La réalisation de chaque programme pluriannuel d'investissements et son efficacité sont mesurées, respectivement, par des indicateurs de suivi et d'évaluation, définis ci-après et pouvant être complétés en concertation lors de l'établissement du programme pluriannuel d'investissements.

Les parties suivent annuellement l'exécution des programmes pluriannuels d'investissements en s'assurant de la réalisation des investissements pour une année calendaire.

Enedis produit les éléments dans un bilan annuel complet pour une année N lequel est remis conjointement au compte-rendu d'activité d'Enedis donc au plus tard le 1^{er} juin de l'année N+1.

Enedis fournit le suivi annuel des dépenses d'investissement (CAPEX) et les quantités techniques associées prévisionnelles par chantier.

Le compte rendu annuel d'activité rend compte de l'évolution des indicateurs de suivi et de l'état d'avancement du programme pluriannuel en termes d'ouvrages réalisés et de montants financiers, par rapport aux engagements (en % ou en écart par rapport à l'objectif).

Dans le cadre du bilan annuel, Enedis fournit une présentation du niveau de réalisation du PPI en matière de dépenses d'investissements, en incluant :

- la justification du taux de réalisation du programme annuel et l'ensemble des éléments détaillés expliquant les sur- ou sous-réalisations ;
- l'avancement du programme annuel de l'année N et les prévisions de travaux du programme de l'année N+1.

L'efficacité des travaux réalisés est évaluée par les parties au regard de la contribution du programme pluriannuel à l'atteinte des ambitions du schéma directeur.

III-3 – Articulation entre le bilan de fin d'un PPI et l'élaboration du PPI suivant

Les parties élaborent chaque nouveau PPI de façon progressive à partir du suivi des programmes annuels du PPI précédent.

Afin de pouvoir élaborer le PPI 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 bilan des investissements effectivement réalisés, sur les trois premières années du PPI ainsi que les prévisions du programme annuel de la dernière année du PPI.

Ce bilan :

- est réalisé sur la base des mêmes tableaux que ceux utilisés pour l'établissement du programme pluriannuel d'investissements, en terme d'ouvrages réalisés et d'estimations financières ;
- mesure la contribution du programme pluriannuel d'investissements à l'atteinte des valeurs repères du schéma directeur des investissements ;
- donne lieu à l'établissement d'un rapport exposant :
 - les quantités par catégorie d'ouvrages mis en service au cours du programme pluriannuel d'investissements,
 - les quantités par catégorie d'ouvrages mis en service au cours du programme pluriannuel d'investissements portant sur le renouvellement des ouvrages concédés,

- le montant financier global des investissements du PPI, ainsi que les montants financiers associés à chaque type de priorité d'investissement du PPI,
- la consommation globale du stock de PR associé au PPI
- les éventuels écarts en termes de quantités réalisées et leur contribution aux valeurs repères, l'impact de ces écarts et les explications associées
- l'évolution des indicateurs de suivi et d'évaluation

Le nouveau programme pluriannuel d'investissements est finalisé au plus tard le 30 novembre de la quatrième année du programme pluriannuel d'investissements en cours.

Le bilan du programme pluriannuel d'investissements qui se termine ainsi que le nouveau PPI est présenté conjointement par le SDEEG et Enedis, chacun pour ce qui le concerne, à l'organe délibérant de l'autorité concédante qui les approuve, par avenant et au plus tard le 31 décembre de la quatrième ou dernière année du programme pluriannuel d'investissements en cours.

IV – Programme Annuel des Investissements : mise en œuvre annuelle des PPI

IV-1 – Elaboration d'un programme annuel

Chaque programme pluriannuel des investissements est décliné en programmes annuels.

Les programmes annuels localisent les travaux à réaliser et doivent ainsi faciliter une meilleure coordination des travaux selon les maitrises d'ouvrages respectives.

Avant le 30 septembre de l'année N, un projet de programme annuel de l'année N+1 est transmis par les parties dans le respect des nécessités de coordination de voirie.

Les parties font remonter leurs observations sur le programme proposé sous un délai de 30 jours calendaires.

Avant le 30 novembre, à l'initiative de l'autorité concédante, une réunion d'échanges est organisée avec Enedis pour se coordonner sur les ajustements nécessaires et finaliser le programme prévisionnel de travaux de l'année N.

Ce programme annuel constitue le programme prévisionnel présenté dans le cadre des conférences départementales réunies sous l'égide du préfet, telles que prévues par l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

Le programme annuel détaille :

- une carte des travaux lorsqu'ils sont localisables ;
- les opérations prévues sur l'année au titre du programme pluriannuel en cours ;
- la liste des travaux localisables avec les informations suivantes en fonction de leur disponibilité :
 - o le numéro d'affaire, permettant le contrôle ultérieur et le suivi sur plusieurs exercices le cas échéant ;
 - o le libellé du chantier ;
 - o la localisation, selon les types de travaux : commune principale, postes HTA/BT concernés, départ HTA, départ BT... ;
 - o l'objectif du programme pluriannuel d'investissements qui est visé ;
 - o les quantités techniques prévues (en pose et/ou dépose, longueurs de réseau BT et HTA, postes...)
 - o les montants financiers prévisionnels pour chaque affaire.

IV-2 – Suivi du programme annuel

Le suivi technique et financier du programme annuel de l'année N-1 (avancement des chantiers) est réalisé au premier semestre de l'année N.

Enedis réalise un état détaillé, chantier par chantier, de l'avancement des travaux réalisés au cours de l'année N-1.

En outre, une présentation du niveau de réalisation du PPI sera faite en incluant :

- la justification du taux de réalisation du programme annuel et l'ensemble des éléments détaillés expliquant les sur- ou sous-réalisations ;
- l'avancement du programme annuel de l'année N et les prévisions de travaux du programme de l'année N+1.

CHAPITRE 2 : CONCLUSIONS DU DIAGNOSTIC TECHNIQUE PARTAGE

L'analyse partagée a permis d'identifier plusieurs enjeux majeurs qui seront repris dans le Schéma Directeur des Investissements de la concession et les PPI :

- La performance des réseaux HTA aériens, au travers des 4 zones prioritaires identifiées,
- La performance des réseaux HTA et BT souterrains, au travers des réseaux prioritaires identifiés,
- Les chutes de tension des départs HTA, au travers du plan d'action présenté,
- La performance des réseaux BT aériens en fils nus, au travers des réseaux prioritaires identifiés.

Quant à l'enjeu de performance, l'incidence sur le critère B est un inducteur évident, qu'il convient d'enrichir d'autres paramètres selon l'environnement dans lequel se trouvent ces réseaux – risque climatique (vent, végétation, inondation, ...), zone urbanisée, impact client – ou selon la technologie du réseau (faibles sections, neutre périphérique, papier imprégné, ...).

De façon générale, le diagnostic technique du réseau concédé du SDEEG fait ressortir des grandes tendances qui sont résumées ci-après.

Forces

- Les postes sources sont fiabilisés et leur développement est planifié, que cela soit pour desservir les nouveaux projets et soutenir le développement que pour accueillir les nouvelles énergies renouvelables dans le cadre du S3REnR.
- Le critère B incident hors évènement exceptionnel fluctue autour de 60 minutes, bien que le critère B toutes causes confondues soit au-dessus de la moyenne nationale.
- Le taux d'enfouissement des réseaux HTA est nettement supérieur à la moyenne nationale et progresse significativement chaque année grâce à un haut niveau d'investissement.

Faiblesses

- Les aléas climatiques ainsi que la végétation sont des facteurs d'incident encore très marqués.
- Les réseaux BT en fils nus sont encore très présents en zone urbanisée.
- Les chutes de tension apparaissent mécaniquement avec le fort développement du territoire, phénomène identifié sur les réseaux BT comme HTA, en particulier ceux en 15 kV.

Risques

- Les câbles de technologie incidentogène sont implantés dans des zones plutôt urbaines et denses où les travaux sont complexes à programmer.

- Le territoire reste soumis à de nombreux aléas climatiques (vent, foudre, inondation, canicule, ...).
- L'activité économique dynamique du territoire génère de nombreux travaux à proximité des ouvrages concédés et une probabilité élevée d'incident de tiers.
- La fiabilité du mode de calcul des Clients Mal Alimentés (en chute de tension) est contestée, sous-estimant selon le SDEEG la réalité physique.

Opportunités

- Le fort développement du territoire, tant pour les nouveaux usages que pour les nouveaux producteurs, permet le renouvellement des réseaux ou leur sécurisation.
- La volonté de co-construire un projet ambitieux et spécifique est partagée entre l'autorité concédante et le concessionnaire.

Conclusion

Le diagnostic technique partagé entre le SDEEG et Enedis identifie des priorités d'investissements et, sur la base d'ambitions qualitatives quant à la desserte du territoire concessif, permet d'appréhender l'élaboration d'un futur SDI/PPI.

CHAPITRE 3 : LE SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS (SDI)

- ✓ **Les ambitions retenues par le SDEEG et Enedis sont les suivantes :**

Ambition 1 : Améliorer la qualité de l'électricité en matière de continuité de fourniture

Ambition 2 : Poursuivre l'amélioration de la résilience du réseau HTA et BT vis-à-vis des aléas climatiques

Ambition 3 : Garantir la qualité du réseau souterrain BT et HTA

Ambition 4 : Accompagner l'essor des ENR et le développement des projets de consommation

- ✓ **Leviers et objectifs retenus pour atteindre chaque ambition du SDI :**

[Ambition 1](#) : Améliorer la qualité de l'électricité en matière de continuité de fourniture

- Le critère B incident HIX hors RTE

L'ambition des parties est de situer la valeur moyenne du temps de coupure incident vu par un client BT de la concession, au même niveau que la valeur moyenne de ce même temps de coupure rapportée à l'échelle nationale.

Pour mémoire, le critère B incident HIX hors RTE correspond au temps de coupure moyen vu du client BT sans prendre en compte le temps de coupure sur le réseau de distribution lié aux travaux, ni le temps de coupure du réseau de transport, ni celui lié aux événements exceptionnels.

La qualification d'« événements exceptionnels » est celle donnée au niveau national dans le cadre réglementaire par la Commission de la Régulation de l'Énergie.

La valeur moyenne 2017-2020 de cet indicateur au périmètre actuel du SDEEG est de 61,5 minutes, la valeur moyennée nationale sur la même période est de 48,6 minutes.

- le critère B Travaux, calculé sur la base de 4 années glissantes, sera également suivi.

L'enjeu partagé consiste à maîtriser ce critère dans le temps. Le SDEEG et Enedis s'engagent notamment à utiliser autant que possible des techniques de réalimentation du réseau (moyens de réalimentation, travaux sous tension, taille des poches entre organe de manœuvre...) afin de contenir le temps de coupure malgré un volume de travaux chaque année plus important à réaliser sur la concession. Ce critère sera suivi dans le cadre du contrôle concessionnaire. Il ne constitue pas un indicateur de suivi dans le cadre du présent SDI.

- le taux annuel de Clients Mal Alimentés (CMA) en termes de continuité d'alimentation à la maille de la concession fera également l'objet d'un suivi spécifique.

A date, Enedis respecte les niveaux réglementaires. Toutefois, Enedis s'engage à se conformer à toute évolution de réglementation dans le temps. Ce critère sera suivi dans le cadre du contrôle concessionnaire. Il ne constitue pas un indicateur de suivi dans le cadre du présent SDI.

Ambition 2 : Poursuivre l'amélioration de la résilience du réseau HTA et BT vis-à-vis des aléas climatiques

Le SDEEG et Enedis s'accordent sur la nécessité de poursuivre leurs efforts déjà entrepris dans la désensibilisation du réseau de la concession aux aléas climatiques. L'application de la politique Plan Aléas Climatiques induit notamment : le traitement des réseaux HTA incidentogènes, l'amélioration de la réactivité en cas d'incident HTA, la fiabilisation des postes HTA/BT et des réseaux BT fils nus en commune urbaine ou rurale.

Des zones prioritaires sont définies permettant d'atteindre cette ambition par des victoires rapides. Nonobstant, tous les travaux du concessionnaire ne porteront pas exclusivement dans ces zones.

Concernant le risque inondation et crue, et la fiabilisation des postes sources et HTA/BT de surface, Enedis mène, au moment de la rédaction de la présente annexe, une étude de vulnérabilité des ouvrages concernés. Enedis présentera cette étude au SDEEG avant fin 2021 pour la zone incluse dans la Métropole de Bordeaux et fin 2022 pour le reste de la concession.

Levier	Stock à fin 2020 (sauf mention contraire)	Ambition	Echéance (fin d'année)
Désensibiliser les réseaux HTA soumis aux risques d'aléas climatiques. Traiter les réseaux HTA incidentogènes. Améliorer la réactivité du réseau en cas d'incidents HTA.	221 km de réseau Plan Aléas Climatiques dont 34 km dans les zones prioritaires (à rapprocher des 2 077 km de réseau HTA aérien de la concession dont 460 km dans les zones prioritaires)	200 km traités	2051
Fiabiliser les réseaux aériens HTA par la technique de Rénovation Programmée (RP)	Le volume de réseaux HTA éligibles à la RP est estimé à 1 500 km.	1 000 km traités	2051
Fiabiliser les postes HTA/BT cabines hautes (1).	100 : 71 en rural, 29 en urbain .	Résorption complète	2051
Renouvellement des réseaux BT aérien nu dans les communes urbaines (2).	279 km	150 km (>50% du stock) Il s'agit du volume traité de façon volontariste hors résorption de fils nus opérée lors de renforcement ou de raccordement.	2051
Renouvellement des réseaux BT aérien nu dans les communes rurales, tous leviers confondus (renouvellement, renforcement, ...).	288 km	100% du stock en 3 PPI. Les travaux seront réalisés sous maîtrise d'ouvrage du SDEEG, sous réserve de dotations FACE maintenues dans le temps à leur niveau actuel.	2033

- (1) Pour les 2 maitres d'ouvrages, la résorption des cabines hautes sera priorisée selon l'exploitabilité de l'ouvrage, le caractère remarquable de la zone (site inscrit ou classé, espace naturel sensible, ...), l'appréciation patrimoniale des Architectes des Bâtiments de France ou la possibilité de coordination avec des travaux de fiabilisation du réseau HTA ou BT.
- (2) Les travaux seront réalisés sous maîtrise d'ouvrage Enedis, hors travaux article 8 sous maîtrise d'ouvrage du SDEEG, engagés en priorité sur des ouvrages de faible section et/ou incidentogènes et en coordination de réalisation Enedis/SDEEG (A8)

Ambition 3 : Garantir la qualité du réseau souterrain BT et HTA

Levier	Stock à fin 2020 (sauf mention contraire)	Ambition	Echéance (fin d'année)
Renouvellement du réseau HTA souterrain CPI dont le CPI (3) prioritaire	91,4 km dont 23 km de réseaux prioritaires	91,4 km (100% du stock)	2051
Renouvellement du réseau BT souterrain CPI et NP dont le CPI/NP (3) prioritaire.	301 km dont 137 km de réseaux prioritaires (stock et calcul à fin 2019)	301 km (100% du stock)	2051
Fiabiliser les postes HTA/BT (4)			2051
Améliorer la réactivité du réseau en cas d'incidents HTA (5)	50 poches en contrainte à traiter.		2025 (fin du 1 ^{er} PPI)

(3) CPI : câble Papier Imprégné, NP : Neutre Périphérique.

Afin de garantir la faisabilité à un coût maîtrisé et l'acceptabilité des travaux, le renouvellement devra autant que faire se peut être co-construit en amont, au niveau de la phase projet, pour être réalisé ensuite en coordination de travaux avec les autres intervenants de la voirie.

Ce levier méthodologique étant un facteur clé de succès du SDI/PPI et de l'ambition de développer la capacité à réaliser des travaux en zone urbaine.

Le volume total de câbles BT à traiter est en cours de consolidation compte tenu des incertitudes sur les plus anciennes dates de mise en exploitation.

(4) En ce qui concerne la fiabilisation des postes HTA/BT du réseau souterrain, l'ambition est de garantir l'opérabilité de la coupure d'artère et d'éradiquer les technologies incompatibles avec la performance attendue (continuité de fourniture). Le traitement des tableaux HTA fait partie de cette action.

(5) A la fin du 1^{er} PPI toutes les contraintes connues à date seront traitées. Le niveau d'exigence que se mettra Enedis, la réglementation et ou la CRE dimensionneront dans l'avenir de nouvelles ambitions de réactivité et de limitation du temps de coupure pour le réseau, donc sans doute l'identification de nouvelles contraintes sur le réseau.

Ambition 4 : Accompagner l'essor des ENR et le développement des projets de consommation

Levier	Stock à fin 2020 (sauf mention contraire)	Ambition	Echéance (fin d'année)
Renforcer les réseaux BT (6)	Taux annuel de clients mal alimentés (CMA) en tenue de tension à la maille de la concession : 1,5% en 2020, soit 14 798 clients BT au périmètre de la Gironde	Respect de la réglementation en vigueur : < 3% sur le département.	
Renforcer les réseaux HTA (7)	Départs HTA avec une chute de tension supérieure à 5% : 10 départs à fin 2020.	100% départs avec DU > 5% traités sous 4 ans après détection	
Travaux de changement de tension HTA de 15 à 20 kV (8)	1/3 des départs sont en 15kV	Saisir toutes les opportunités technico économiquement viables.	
Respect des exigences environnementales (9)	Transformateurs HTA/BT à traiter dans le cadre de la réglementation PCB. 138 transformateurs entre 50 et 500 ppm (plan particulier de résorption Enedis)	Respect de la réglementation en vigueur : aucun transformateur avec concentration de PCB > 500 ppm	

(6) Cet indicateur sera suivi chaque année afin de s'assurer de sa maîtrise par le gestionnaire de réseau et le SDEEG (partie rurale). Le nombre de CMA est susceptible d'évoluer dans le temps compte tenu de l'impact de la finalisation du déploiement des compteurs communicants linky sur la concession et de l'évolution en parallèle de la méthode statistique nationale de décompte. Dans tous les cas, Enedis s'engage à respecter toute évolution de réglementation.

(7) Le nombre de départ HTA avec une chute de tension sup. à 5% est passé de 54 à 17 entre 2012 et 2018, en dépit du fort développement constaté sur la concession. Enedis s'engage à piloter cet indicateur pour revenir dans la moyenne nationale (pour des concessions équivalentes). Cet indicateur est suivi annuellement par le SDEEG dans le cadre du contrôle concessionnaire.

(8) Enedis engage des travaux de changement de tension selon opportunité (par exemple lors de raccordements EnR dans le cadre du S3REnR). Enedis s'engage à informer régulièrement le SDEEG sur la planification de ces travaux.

(9) Enedis est engagée auprès du ministère sur un plan de résorption de tout appareil dont la teneur cumulée est strictement supérieure à 50 ppm d'ici fin 2025. Par la suite Enedis s'engage à respecter la réglementation si elle devait évoluer. Le décret 2013-031 publié le 10 avril 2013 et modifiant les articles R543-17 à R543-41 du code de l'environnement interdit à tout industriel l'usage de transformateurs contenant plus de 500 ppm (partie par million) de PCB (polychlorobiphényles). Tous les appareils contenant un taux de PCB inférieur ou égale à 50 ppm sont réputés non pollués et maintenus en exploitation.

CHAPITRE 4 : LE PROGRAMME PLURIANNUEL DES INVESTISSEMENTS 2022 – 2025

Ce premier PPI est détaillé dans le présent chapitre.

Programme pluriannuel d'investissements pour la période 2022-2025 (4 ans)	
Réseau BT	
Priorités	Quantité
Renouvellement du réseau BT fils nus dont les fils nus faibles sections en zone urbaine	25 km
Renouvellement des câbles BT souterrains dont ceux prioritaires	21 km

Programme pluriannuel d'investissements pour la période 2022-2025 (4 ans)	
Poste HTA-BT	
Priorités	Quantité
Améliorer la réactivité du réseau en cas d'incidents HTA	Résorption des poches identifiées en contrainte, soit 50 poches traitées
Sécurisation des postes HTA/ BT face au risque inondation	A analyser suite diagnostic PRI soit fin 2021 pour les communes Métropole du SDEEG et fin 2022 pour le reste du territoire quand concerné par un PPRI.

Programme pluriannuel d'investissements pour la période 2022-2025 (4 ans)	
Réseau HTA	
Priorités	Quantité
Renouvellement des câbles HTA souterrains CPI dont les CPI prioritaires	11,5 km
Désensibilisation des réseaux aériens aux aléas climatiques, traitement des réseaux incidentogènes, amélioration de la réactivité en cas d'incident dans les zones prioritaires identifiées dans le diagnostic technique partagé	57 km

Fiabiliser les réseaux aériens HTA par la technique de Rénovation Programmée (RP)	65 km
---	-------

A- Engagements financiers

L'engagement financier d'ENEDIS pour la période du PPI est résumé selon le modèle ci-dessous.

Engagement financier prévisionnel sur les priorités de la Concession (M€ HT)	Total PPI 2022 à 2025
I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs	<i>Pas d'engagement sur le PPI</i>
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	
II.1 Investissements pour la performance du réseau	
Renforcement des réseaux	<i>Pas d'engagement sur le PPI</i>
Climatique-sécurisation	7,7 M€
Modernisation des réseaux dont Smart-Grids	10,6 M€
Linky	<i>Pas d'engagement sur le PPI</i>
II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes	<i>Pas d'engagement sur le PPI</i>
Environnement (article 8, intégration des ouvrages)	<i>Pas d'engagement sur le PPI</i>
Sécurité et obligations réglementaires (dont PCB)	<i>Pas d'engagement sur le PPI</i>
Modification d'ouvrages à la demande de tiers	<i>Pas d'engagement sur le PPI</i>
Total de l'engagement 2022 – 2025 (M€HT)	18,3 M€

A titre indicatif, sur cet engagement de 18,3 M€, l'enveloppe prévisionnelle consacrée aux investissements de renouvellement est évaluée à 17M€.

B- Indicateurs de suivi

- **Suivi technique**

Le suivi du programme s'appuie sur la liste des indicateurs ci-dessous :

Type de priorité/programme	Indicateur de suivi ¹	Indicateur d'évaluation ²
Enfouissement du réseau HTA aérien (y compris plan aléa climatique, y compris automatisation, y compris renouvellement aérien).	Nombre de km HTA aérien enfouis/an. (1)	Fréquence de coupures longues sur incident des réseaux HTA aériens fiabilisés des zones prioritaires identifiées.
Renouvellement du réseau HTA souterrain prioritaire	Nombre de km renouvelés/an. (1)	Fréquence de coupures longues sur incident sur les réseaux souterrains HTA.
Renouvellement du réseau HTA souterrain sensible	Nombre de km renouvelés/an. (1)	Fréquence de coupures longues sur incident sur les réseaux souterrains HTA.
Renouvellement des réseaux BT aériens fils nus (hors art 8)	Nombre de km renouvelés (hors art 8) /an. (1)	Fréquence de coupures longues sur incident sur les réseaux BT aériens.
Renouvellement du réseau BT souterrain prioritaire.	Nombre de km renouvelés/an. (1)	Fréquence de coupures longues sur incident sur les réseaux souterrains BT.
Renouvellement du réseau BT souterrain sensible	Nombre de km renouvelés/an. (1)	Fréquence de coupures longues sur incident sur les réseaux souterrains BT.
Postes HTA/BT prioritaires	Nb de postes traités / an	Incidents sur postes cabine haute
Déploiement d'OMT	Nombre de poches OMT traitées	

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)

- **Suivi financier**

Le suivi des investissements sera établi sur le modèle ci-dessous :

Type de priorité/programme sur 4 ans	Montant PPI en k€ HT	Montant année N	Montant cumulé	Commentaire (justification écarts, actions en cours...)
Enfouissement du réseau HTA aérien (y compris plan aléa climatique, y compris automatisation, y compris renouvellement aérien).	k€			
Renouvellement des câbles HTA souterrains prioritaires et sensibles	k€			
Renouvellement des réseaux BT aériens	k€			
Renouvellement du réseau BT souterrain prioritaire et sensible	k€			
Renouvellement du réseau BT souterrain sensible et prioritaire (hors séquestre)	k€			
Postes HTA/BT prioritaires	k€			
Déploiement d'OMT	k€			
TOTAL PPI	k€HT			

CHAPITRE 5 : LE DIAGNOSTIC TECHNIQUE PARTAGE

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 renouvellement sur l'ensemble de la concession fait l'objet d'un examen systématique.

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution conviennent que soit distinguée, au sein de l'enveloppe consacrée aux programmes pluriannuels d'investissements (PPI), l'enveloppe prévisionnelle d'investissements de renouvellement qui fera l'objet d'une consommation du stock restant de provisions pour renouvellement, lequel doit être exclusivement et intégralement affecté aux travaux de renouvellement des ouvrages pour lesquels elles ont été constituées, sous réserve des obligations légales, réglementaires et comptables applicables aux provisions pour renouvellement.

Exemple de tableaux de présentation des quantités d'ouvrages à renouveler, moderniser, renforcer ou construire dans le cadre d'un programme pluriannuel d'investissements :

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

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

Programme pluriannuel d'investissements pour la période 20xx-20xx (4 ou 5 ans) sur les zones prioritaires identifiées : postes HTA-BT	
Gestionnaire du réseau de distribution	
Ouvrages	Quantité
Création de points de coupure télécommandés	
Résorption interrupteurs des postes HTA/BT à coupure air	
....	
Autorité concédante	
Ouvrages	Quantité
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	
<i>II.1 Investissements pour la performance du réseau</i>	
<i>Renforcement des réseaux</i>	Renouvellement BT fils nus, renouvellement des câbles HTA souterrain CPI, renouvellement HTA lignes aériennes, création d'un poste source
<i>Climatique-sécurisation</i>	Lignes aériennes HTA sécurisées (PAC), renouvellement HTA lignes aériennes
<i>Modernisation des réseaux dont Smart-Grids</i>	Renouvellement BT fils nus, renouvellement des câbles HTA souterrain CPI, renouvellement HTA lignes aériennes, renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné), renouvellement ou ajout d'OMT, lignes aériennes HTA fiabilisées (PDV), création de points de coupure télécommandés, sécurisation par le réseau HTA, création d'un poste source
<i>Linky</i>	
<i>II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes</i>	
<i>Environnement (article 8, intégration des ouvrages)</i>	Renouvellement BT fils nus, renouvellement HTA lignes aériennes
<i>Sécurité et obligations réglementaires (dont PCB)</i>	Renouvellement BT fils nus, renouvellement HTA lignes aériennes, renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné)
<i>Modification d'ouvrages à la demande de tiers</i>	Renouvellement BT fils nus, renouvellement des câbles HTA souterrain CPI, renouvellement HTA lignes aériennes, renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné)

Le schéma directeur et le programme pluriannuel sont présentés conjointement par le Président de l'autorité concédante et par le représentant du gestionnaire du réseau de distribution, chacun pour ce qui le concerne, pour information à l'organe délibérant de l'autorité concédante.

Article 7- Suivi du programme pluriannuel et élaboration 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 suivi¹	Indicateur d'évaluation²
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.

CHAPITRE 5 : DIAGNOSTIC TECHNIQUE PARTAGE

Table des matières

CHAPITRE 5 : DIAGNOSTIC TECHNIQUE PARTAGE	1
Contexte de la démarche	4
Diagnostic technique de la concession du SDEEG	5
1 – Description du réseau de distribution de la concession	5
1.1 – Description des zones de desserte.....	5
1.2 – Présentation des territoires	5
1.3 – Nombre de clients, consommation et production sur le territoire de la concession.....	8
1.4 – Description des postes sources	13
1.6 – Les postes HTA/BT	23
1.7 – Description de réseau BT.....	26
1.8 – Description des branchements et colonnes montantes.....	29
1.9 – Description des compteurs.....	29
2 – Performance du réseau.....	30
2.1 – La qualité de l'énergie distribuée	30
2.2 – Critère B : Le temps moyen de coupure des clients BT	33
2.3 – L'approche QAT	37
2.4 – Fréquence moyenne des coupures longues incidents HTA et BT	38
2.5 – Fiabilité des ouvrages	38
2.6 – Réactivité du réseau HTA	45
2.7 – Taux de reprise des postes sources de la concession- projet ZUD (Zone Urbaine Dense).....	46
2.8 – Evaluation de la tenue globale de la tension sur les réseaux publics de distribution d'électricité	48
3 – Analyse technique du réseau	54
3.1 – Réseau HTA à fiabiliser et à désensibiliser vis-à-vis du risque climatique	54
3.2 – Réseau HTA & BT souterrain de technologie CPI ou anciennes générations.....	58
3.3 – Risque d'inondation des postes HTA/BT	69
3.4 – Risque sur le réseau BT aérien.....	69
4 – Conclusion de l'analyse du réseau de la concession	74

Contexte de la démarche

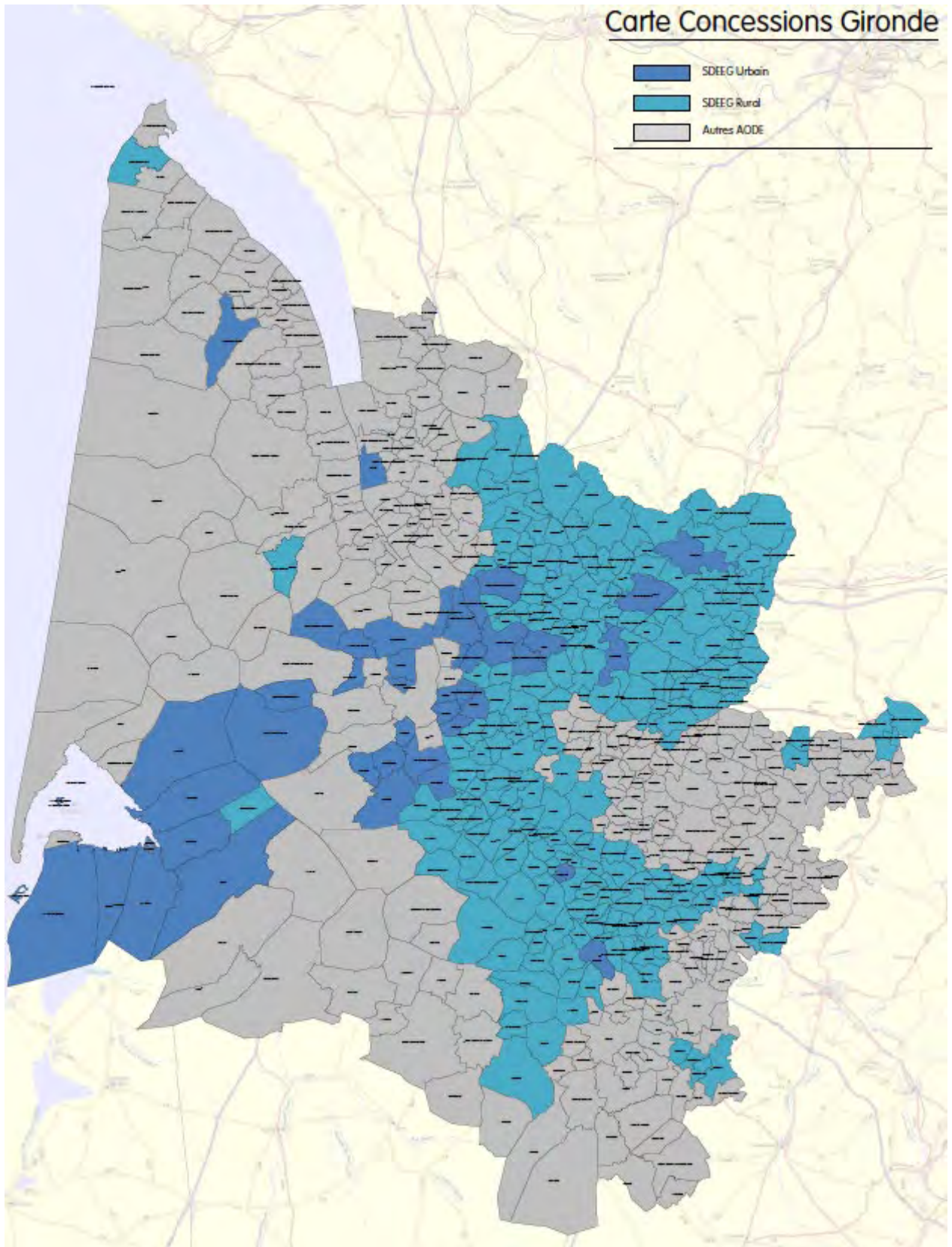
Tel qu'indiqué dans le modèle de cahier des charges de concession (version du 15 décembre 2017), le diagnostic technique s'appuie sur le descriptif du territoire de la concession et des ouvrages concédés en faisant un état des lieux technique précis, notamment par une évaluation de la performance dans 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,
- 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 HTA et BT,
- Les facteurs environnementaux et les risques climatiques spécifiques à la concession.

La référence à un historique de 5 ans est recommandée.

Le diagnostic présenté ci-après est le résultat de plusieurs réunions de travail organisées entre les services du SDEEG et ceux d'Enedis entre le 18 novembre 2018 et le 15 mai 2019. Le diagnostic s'appuie sur les éléments figurant dans les Comptes Rendus Annuels au Concédant (cf. Art 32 du contrat du 17 mai 1995) pour les exercices 2016 à 2020. Le diagnostic intègre également l'appréciation portée par le président Xavier Pintat sur le bilan de la concession (cf. Courrier du 14 novembre 2018) et la définition des zones prioritaires vues du SDEEG (cf. mail du SDEEG du 05 décembre 2018).



Le diagnostic du SDEEG sur la dynamique de développement du territoire est résumé par zone géographique :

MEDOC

- Soulac-sur-Mer : Station balnéaire implique que les réseaux doivent être suffisamment dimensionnés pour accueillir l'accroissement de population estivale. De plus, il n'est pas exclu que le site voisin du Port Autonome de Bordeaux connaisse une restructuration économique ayant des conséquences favorables sur la commune.

BASSIN D'ARCACHON

- Le bassin a connu une forte croissance de population/économique. Cette dynamique est appelée à se poursuivre, notamment sur certains secteurs (Mios, Audenge, Marcheprime ...) avec la constitution de Zones d'Activités. La demande de travaux Article 8 risque de s'intensifier.

AXE A62, A89, A10, N10

- Création de Zones Activités le long de ces axes routiers. Exemple : projet de Zone d'Activité de Peujard/Gauriaguet ou la Zone d'Activité des Billaux.

CADRAN EST DE LIBOURNE

- Projet « village des marques » à Coutras.

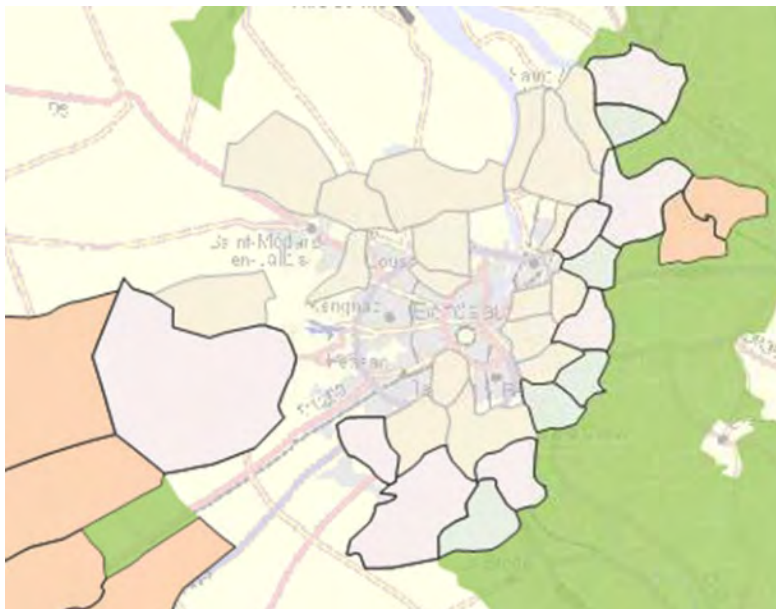
BORDEAUX METROPOLE

- Cadran Sud-Est : Pont de Floirac (Simone Veil) avec Euratlantique.
- Cadran Nord-Ouest : Restructuration du site de Ford (zone d'activité/habitat).
- Cadran Nord-Est : Secteur concerné par le Plan de Prévention du Risque Inondation (PPRI) impliquant un développement raisonné.

PREMIERE COURONNE autour de la Métropole

- Enjeux économiques et démographiques forts.
- Forte croissance du nombre d'entreprises et de la population => dissimulations des réseaux, augmentation des postes de transformation. Exemple : Saint-Jean d'Ilac, Saint-Loubès, Sainte-Eulalie...

Cette couronne de 13 communes peut être cartographiée de la façon suivante.



De gauche à droite de la carte :

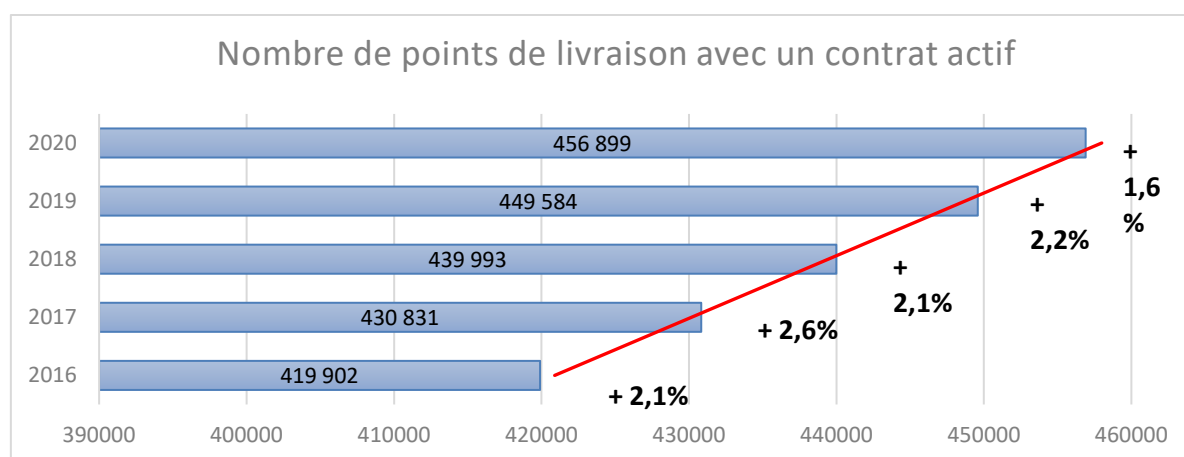
Saint Jean D'Ilac
Canéjan
Léognan
Martillac
Cadaujac
Latresne
Caignan de Bordeaux
Tresses
Yvrac
Sainte Eulalie
Saint Loubès
Cubzac les ponts
Saint André de Cubzac

1.3 – Nombre de clients, consommation et production sur le territoire de la concession

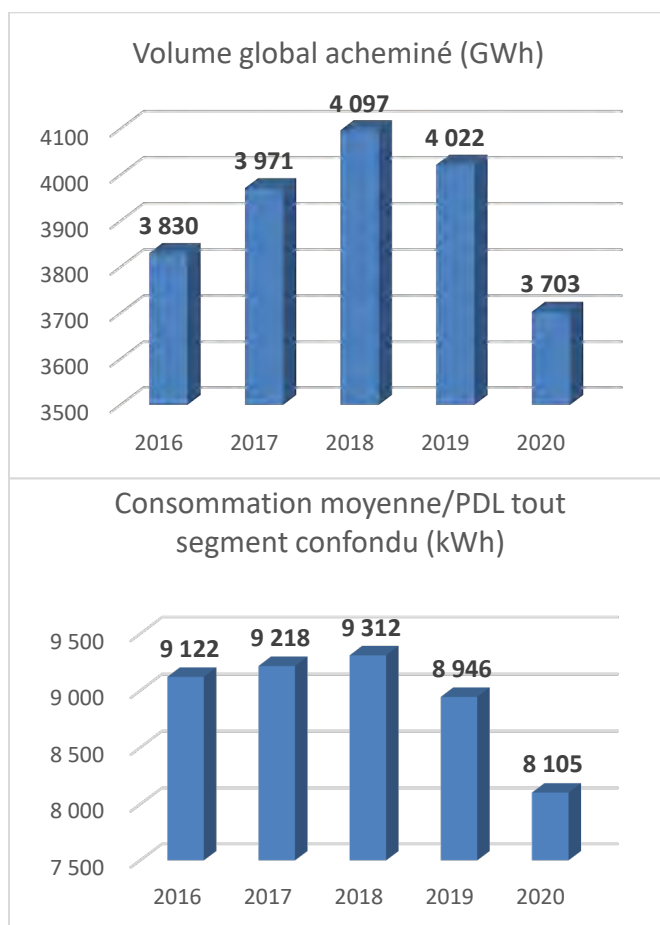
1.3.1 Les clients en soutirage

Près de 457 000 clients raccordés au réseau de la concession du SDEEG avaient un contrat actif à fin 2020 (PDL actif). Sur cinq ans, la progression est de 8,81%, avec une tendance haussière observée sur tous les segments de clients qui reflète la dynamique du territoire de la concession.

Répartition par catégorie de clients Maille concession	à fin 2016	à fin 2017	à fin 2018	à fin 2019	à fin 2020
BT ≤ 36kVA	414 816	425 610	434 694	444 177	451 419
BT > 36kVA	4 186	4 316	4 393	4 497	4 574
HTA	900	905	906	910	906

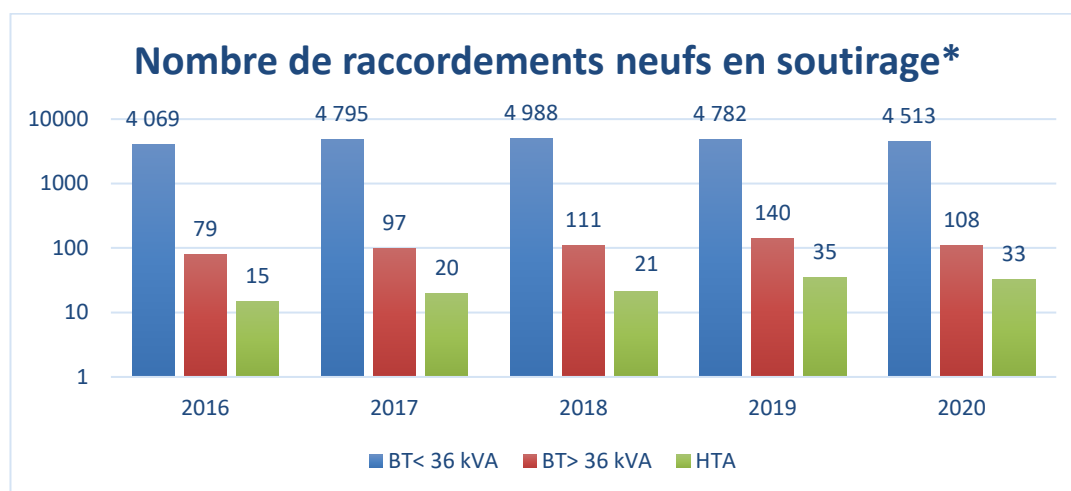


1.3.2 Le volume global acheminé.



Les données relatives au volume global d'énergie acheminée doivent être appréciées à la lumière des conditions climatiques de l'année considérée.

1.3.3 Les raccordements neufs en soutirage.



(*) La donnée présentée correspond au nombre de devis aboutis (ex : en collectif un devis est élaboré pour plusieurs Points De Livraison), ce qui reflète la tendance de l'activité dans ce domaine

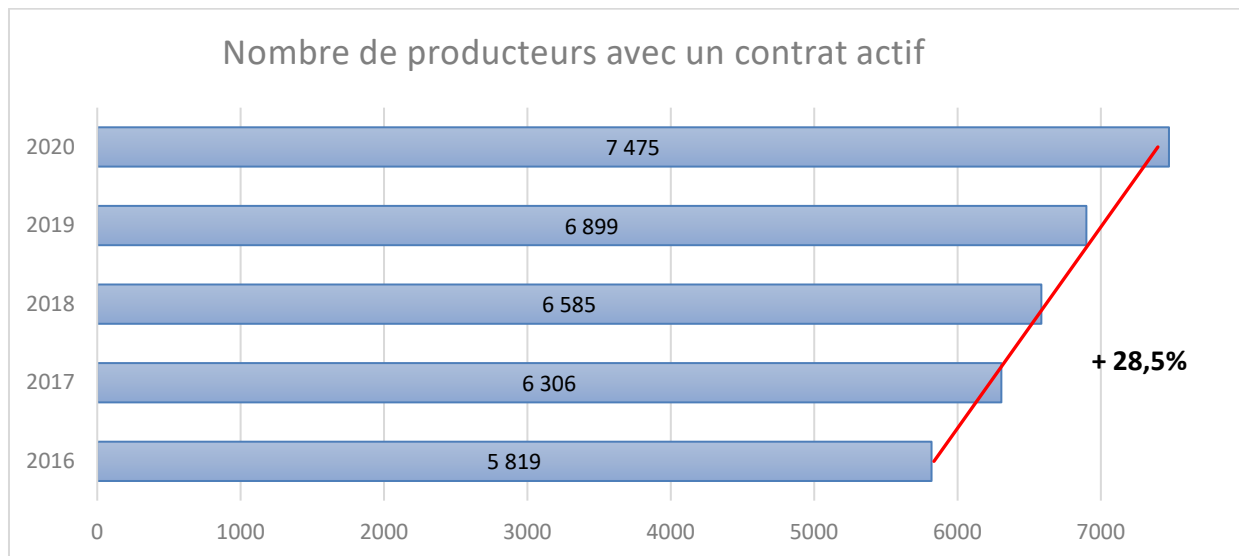
La dynamique du territoire du SDEEG se retrouve dans la volumétrie de nouveaux raccordements et une tendance haussière qui s'accélère depuis deux ans, largement au-delà des valeurs nationales.

Les zones en développement se situent, à ce jour, essentiellement le long des axes principaux de desserte :

- Bassin d'Arcachon-Cestas
- Métropole-Libournais
- Métropole-Cubzaguais
- Métropole-Langonnais

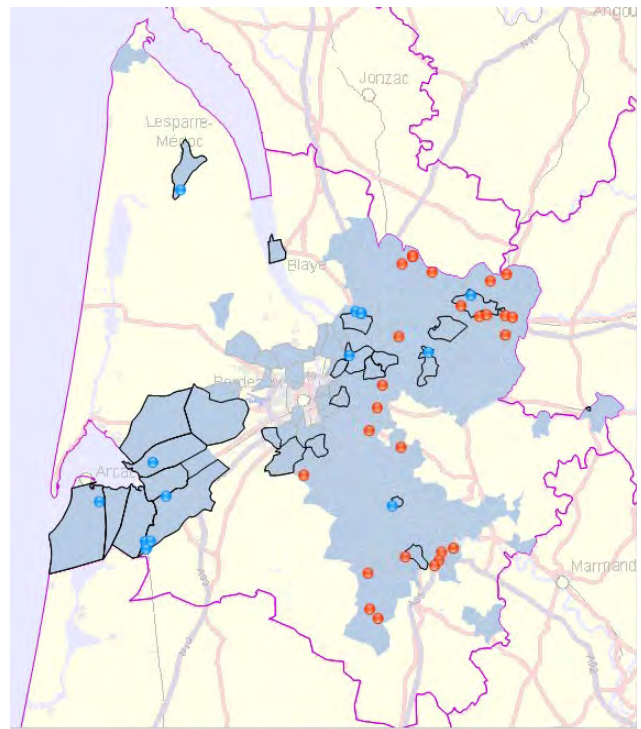
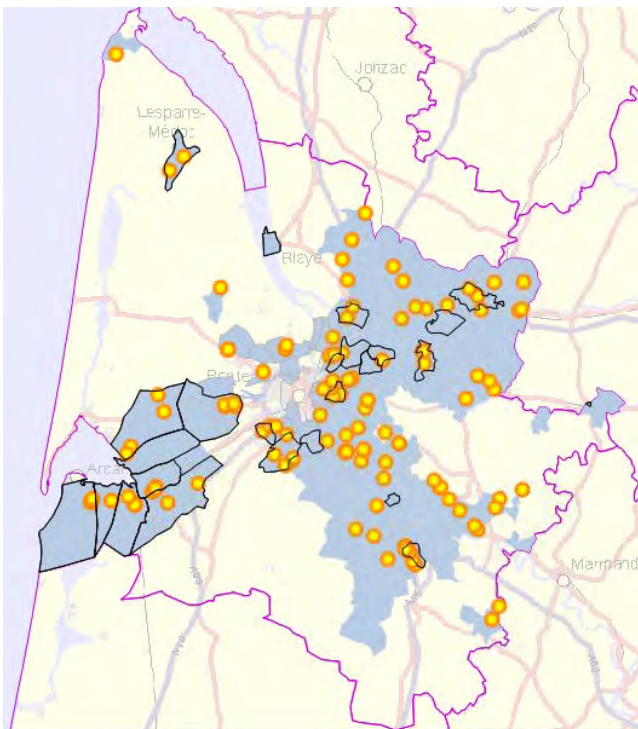
1.3.4 Les producteurs.

Nonobstant une évolution baissière du tarif de rachat, les producteurs photovoltaïques (l'immense majorité des installations) sont de plus en plus nombreux sur le réseau de la concession du SDEEG.

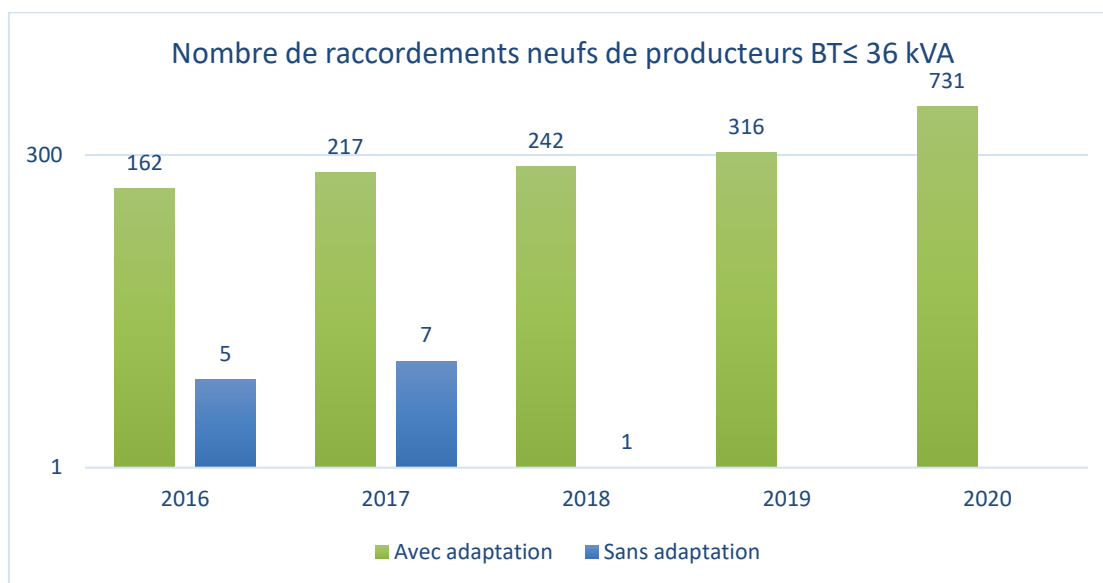


Il est à noter que le phénomène de l'autoconsommation pour certains sites de production n'est pas encore précisément comptabilisé.

A date, on dénombre 41 producteurs raccordés en HTA, 114 raccordés en BT > 36 kVA et 7 320 raccordés en BT ≤ 36 kVA. L'implantation géographique est indiquée dans les cartes ci-après respectivement pour les producteurs BT > 36 kVA et les producteurs HTA.



1.3.5 Les raccordements neufs de producteurs.

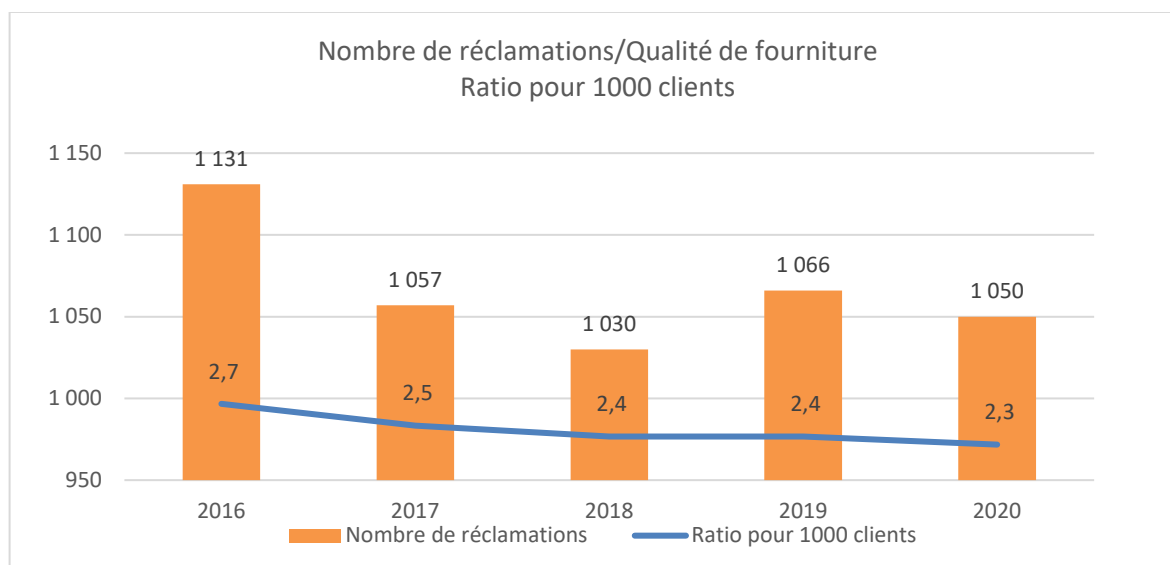


Après un tassement dans la dynamique de raccordements des producteurs particuliers, observé avant l'élaboration de la loi sur la transition énergétique (LTECV) promulguée le 17 août 2015 et ses décrets d'application en mai 2016, la tendance haussière est constante depuis 2016.

En 2018, 70% des raccordements photovoltaïques répondent à des demandes pour l'autoconsommation. La tendance continue à s'amplifier grâce aux nouvelles modalités de rachat de l'énergie produite qui favorise le surplus.

1.3.6 La satisfaction des clients

La performance du réseau concédé se mesure également au nombre de réclamations formulées par les clients au titre de la Qualité de Fourniture. La baisse de cet indicateur, ramené à 1 000 clients, est de plus de 30% sur 5 ans.



1.4 – Description des postes sources

Les postes sources sont les points de frontière et d'interface entre le réseau public de transport, propriété de et exploité par RTE, et le réseau public de distribution, propriété du SDEEG et exploité par Enedis.

Enedis possède et exploite 25 postes sources implantés sur le territoire de la concession. 15 autres postes sources, situés à l'extérieur du périmètre de la concession, contribuent également à l'alimentation électrique des clients de la concession.



Les principales caractéristiques des postes sources alimentant la concession sont les suivantes :

Nom Poste	Puissance Installée (MVA)	Nombre de Transfos HTB/HTA	Tension HTB (kV)	Nombre de départs HTA / concession	Nombre de clients HTA / concession	Nombre de clients BT / concession	Capacité Réservée Résiduelle S3REnR (MW) au 31/07/2021
ARCACHON	56	2	63	6	8	5 754	1,2
AURIOLLES	40	2	63	1	-	5	18,4
BACALAN	86	3	63	2	7	51	3,4
BASSENS	60	3	63	9	10	8 975	1,8
BAZAS	50	2	63	2	9	2 378	8,0
BEGLES	108	3	63	4	4	1 566	2,1
BESSANGES	66	2	90	13	32	15 745	41,4
BOUSCAT	80	2	225	11	21	16 805	1,2
BRUGES	72	2	63	10	43	15 077	14,3
CAZAUX	20	2	63	5	15	2 586	1,2
CENON	108	3	63	18	38	26 449	4,4
CUBNEZAIS	56	2	63	11	32	14 244	28,6
ETAULIERS	40	2	63	1	-	233	10,4
FACTURE	72	2	63	13	28	26 373	11,5
FLOIRAC	72	2	63	9	41	14 582	2,5
GLACIERE	108	3	63	3	1	760	2,6
GREZILLAC	40	2	63	6	4	2 646	6,6
HASTIGNAN	72	2	63	10	19	5 527	3,8
HOSTENS	56	2	63	1	1	275	18,8
IZON	72	2	63	8	38	15 379	2,4
LA REOLE	50	2	63	7	16	4 114	24,2
LANGON	72	2	63	16	57	21 171	12,9
LANTON	56	2	63	3	7	5 019	18,6
LE PIAN	50	2	63	4	14	1 386	1,6
LUZE	102	3	63	4	6	6 987	2,0
MARGAUX	56	2	63	3	2	2 600	31,6
MARMANDE	72	2	63	2	1	619	5,3
MARQUIS	20	2	63	3	7	1 614	1,5
MARTILLAC	72	2	63	12	60	18 546	0,3
MEDOC	56	2	63	3	6	3 862	1,6
MENESPLET	72	2	90	2	2	3	32,3
MERIGNAC	108	3	63	6	6	4 562	6,5
MONTGUYON	56	2	90	1	4	-	35,6
PAILLERE	92	3	63	13	50	22 219	1,9
PESSAC	152	4	225 / 63	7	22	4 923	-
PODENSAC	50	2	63	11	12	17 677	16,7
POMEROL	96	3	90	16	62	30 017	11,1
PONTAC	72	2	63	11	31	24 784	2,0
SADIRAC	40	2	63	8	17	12 545	19,7
SAINTE FOY	72	2	63	12	17	6 633	0,6
SAUCATS	72	2	63	1	-	244	51,4
SECARY	72	2	63	11	23	24 706	4,5
SOULAC	20	1	63	3	12	5 230	9,2
ST ANDRE DE CUBZAC	72	2	63	8	19	15 168	8,1
ST EULALIE	72	2	63	11	30	12 094	3,8
ST JEAN D'ILLAC	56	2	63	9	33	9 597	2,7
ST PEY D'ARMENS	56	2	63	14	30	13 121	18,0
TALENCE	86	3	63	15	24	18 349	2,0
VERDERY	36	1	63	2	22	2 604	25,9
VILLENEUVE DE BLAYE	56	2	63	4	8	3 401	2,6

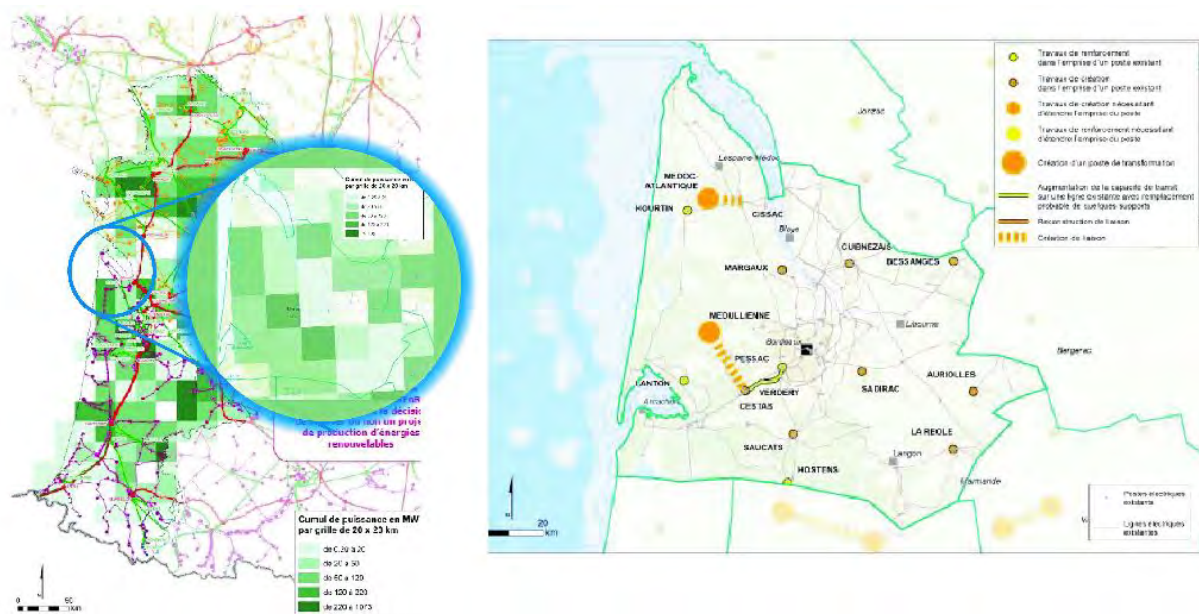
Dans le cadre du **Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables**, la structure des postes sources peut évoluer à terme (renforcement des lignes amont, mutation ou ajout de transformateurs HTB, ajout de ½ rames HTA) pour permettre l'essor des projets EnR. La région

fixe ses ambitions de puissance de production EnR, la loi définit les règles de contribution pour chaque acteur (RTE, Enedis, Producteurs) et le S3REnR décrit les travaux nécessaires sur les postes sources existants et la création de nouveaux, le cas échéant, pour permettre le raccordement des sites EnR à venir.

Le S3REnR de Nouvelle-Aquitaine révisé les schémas existants sur les anciennes régions et embarque ainsi une nouvelle ambition (13,6 GW de raccordement à 10 ans) dans un contexte technique mis à jour (solutions de flexibilité, de gestion dynamique des réseaux).

Une concertation exemplaire a permis de partager avec tous les acteurs de la profession et des territoires, d'une part les hypothèses les plus fiables et d'autre part les solutions les plus frugales pour envisager le raccordement des futurs projets EnR néo-aquitains. Ce travail, piloté par RTE et auquel Enedis a largement contribué, s'est achevé le 9 décembre 2020 par la demande à la préfète de Région d'approuver la quote-part du S3REnR.

En Gironde, ce sont 1 054 MW qui sont à disposition des producteurs EnR souhaitant se raccorder sur le réseau de distribution exploité par Enedis. Trois nouveaux postes sources sont envisagés.

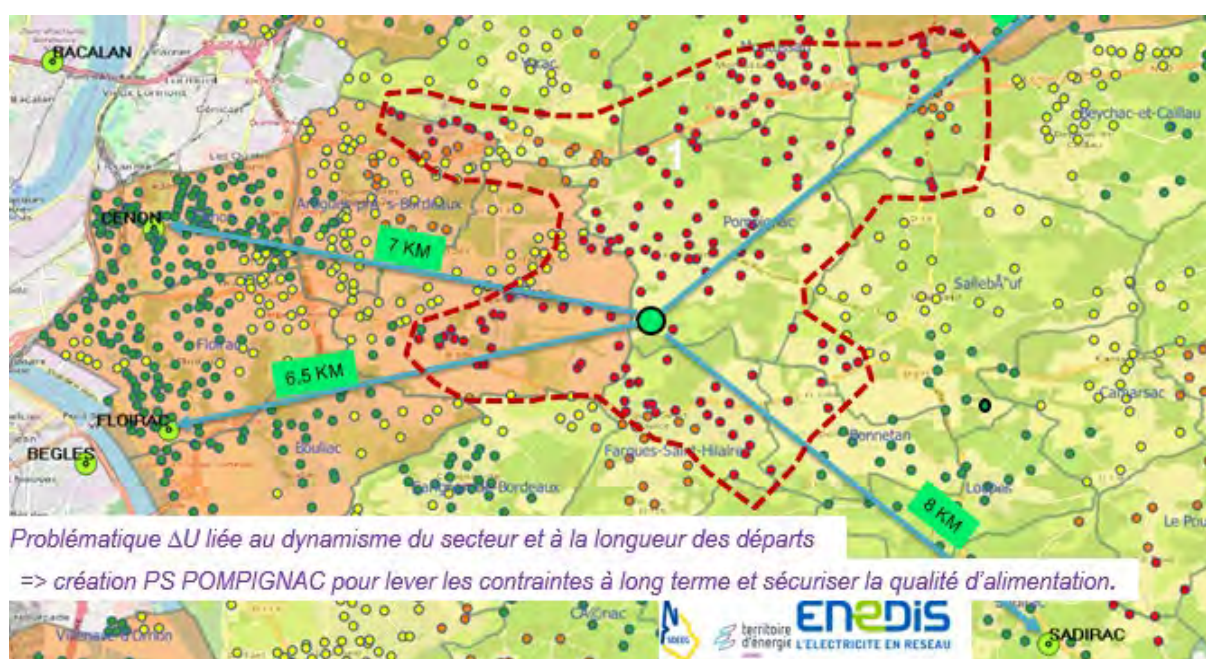


On remarque que trois postes sources ne disposent, à date, que d'un seul transformateur HTB/HTA. Pour les postes SOULAC et ST VIVIEN, deux fuseaux HTA permettent d'assurer le secours mutuel de ces postes. Toute la puissance distribuée sur l'un peut être reprise par l'autre. Pour le poste de VERDERY, toute la puissance distribuée peut être reprise via les fuseaux HTA avec les PS adjacents.

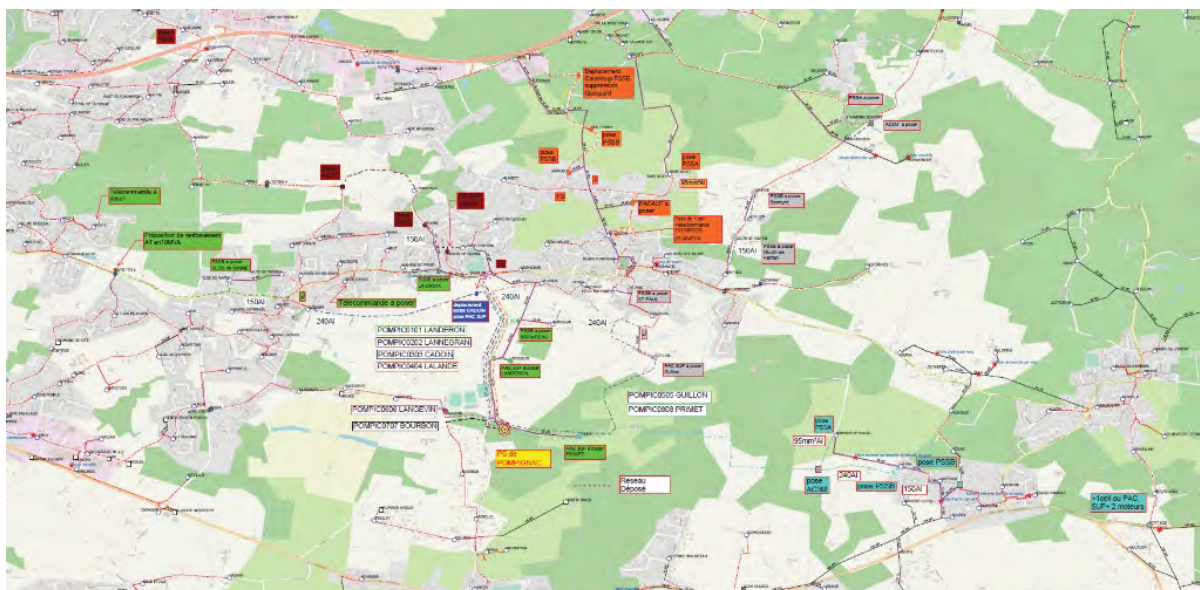
Un nouveau poste source est à l'étude sur la commune de POMPIGNAC pour une mise en service prévue pour 2023. Il contribuera à améliorer la qualité de la desserte de la concession à l'Est de Bordeaux Métropole.

Les cartes ci-après expliquent sa situation géographique et les principaux travaux de rabattement des départs HTA existants vers le nouveau poste source.

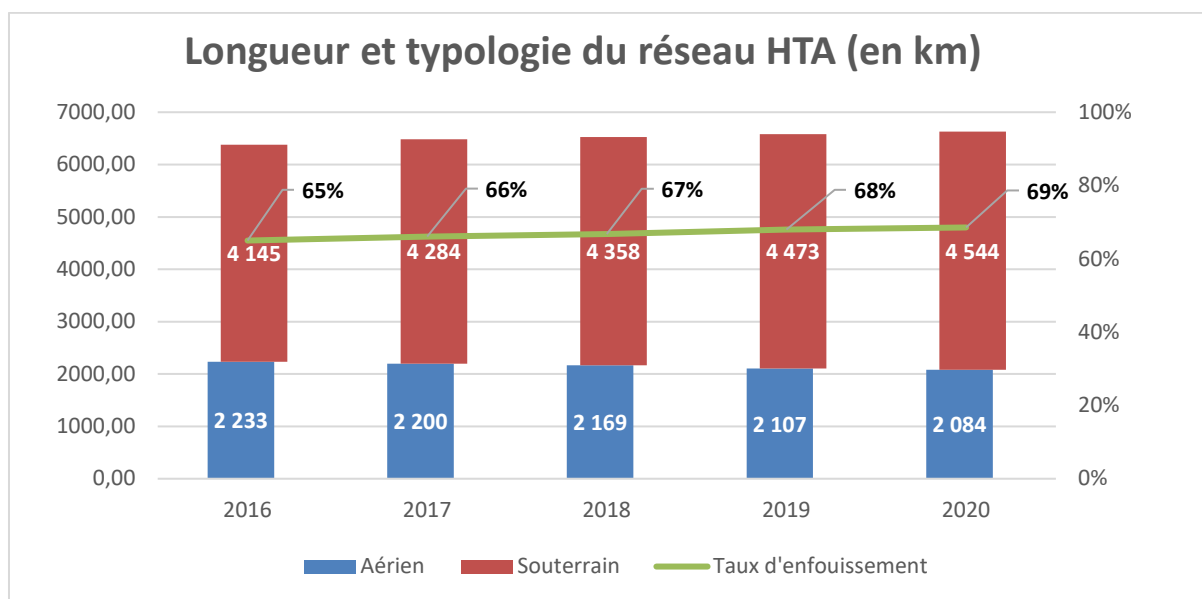
Le futur poste source de POMPIGNAC est proche du barycentre des postes sources de FLOIRAC, CENON, SADIRAC et IZON, au cœur d'une zone en pleine densification et développement.



Les travaux HTA pour insérer le nouveau poste source dans les réseaux existants, consistent à créer 7 nouveaux départs et 19 km de câbles souterrains sur les communes de Pompignac, Tresses et Fargues Saint Hilaire.



1.5 – Description du réseau HTA

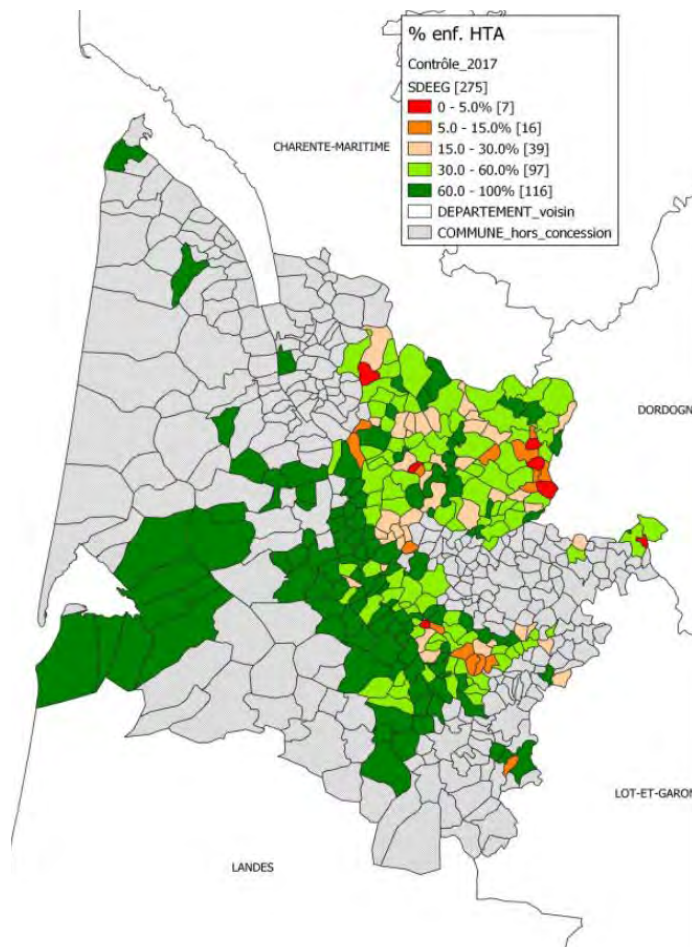


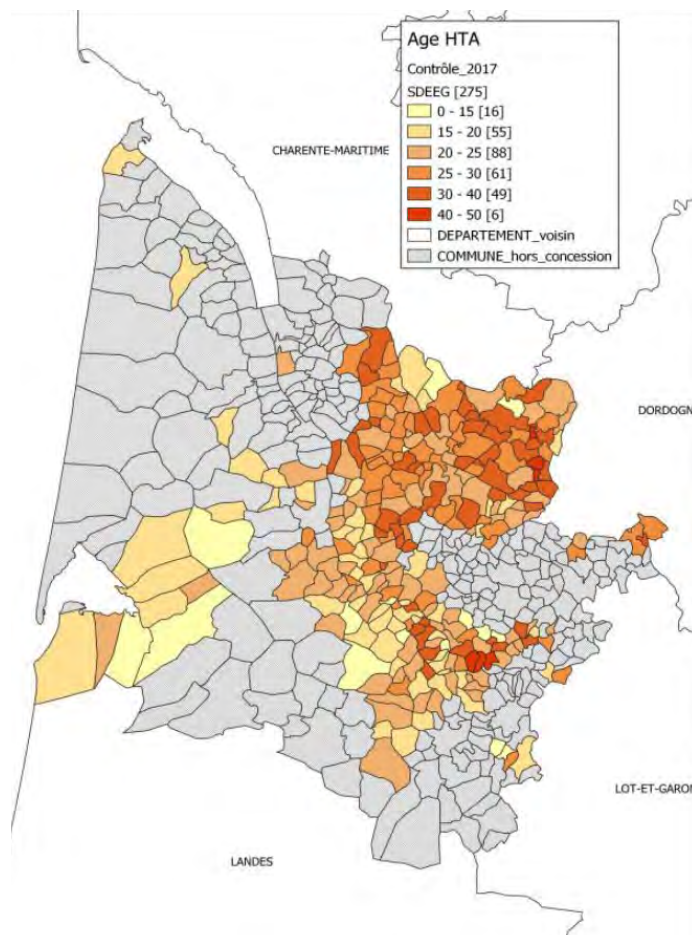
La longueur du réseau HTA a progressé de près de 250 km en 5 ans pour atteindre 6 628 km. Cet accroissement est lié à la desserte de nouveaux clients (consommateur et producteur) et au passage progressif en souterrain du réseau aérien existant. En effet, les travaux de sécurisation du réseau nécessitent d'emprunter des tracés plus longs, sous voirie publique, pour reprendre les postes existants, ou de créer des bouclages pour accélérer les opérations de réalimentation en cas d'aléas climatiques.

Plus des deux tiers du réseau HTA est enfoui à fin 2020, un taux très au-dessus de la moyenne nationale (49,5%). La longueur du réseau souterrain progresse d'environ 1,7% par an, et celle du réseau aérien se contracte de plus 2,3% par an.

Concernant les départs les plus longs, les 6 départs ci-dessous dépassent la valeur repère de 70 km. Cette grande longueur du départ influe potentiellement sur les contraintes électriques et la qualité perçue par les clients en terme de continuité de fourniture. Ces départs font l'objet d'actions dans le cadre du plan « chutes de tension HTA ».

Nom Poste Source	Nom départ HTA	Longueur totale HTA (m)	Nombre de clients BT du départ	Nombre de clients HTA du départ	Nombre de clients BT / concession	Nombre de clients HTA / concession
MARGAUX	LAMARQUE	85 813	2 431	2	3	-
GREZILLAC	COIRAC	83 506	1 762	2	56	-
ETAULIERS	REYGNAC	83 340	1 423	2	217	-
BAZAS	GRIGNOLS	71 040	1 060	3	1 060	3
CUBNEZAIS	LAPOUYADE	70 456	1 208	1	1 208	1
MARGAUX	AVENSAN	70 237	2 935	5	1 345	1





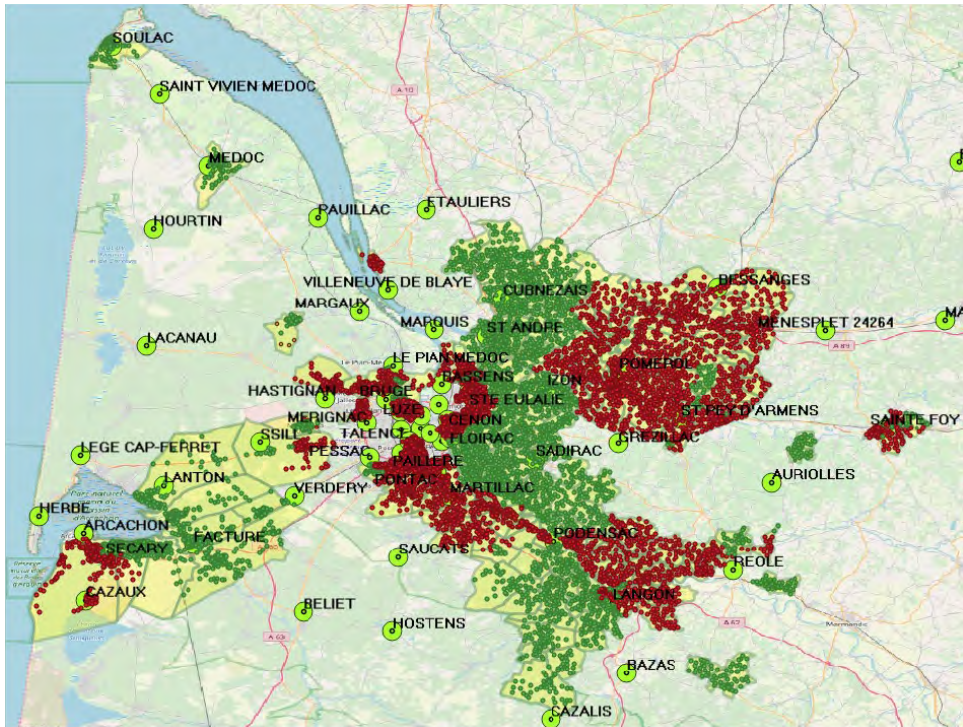
Les deux cartes ci-dessus, fournies par le SDEEG, illustrent le taux d'enfouissement du réseau HTA par commune et l'âge moyen de ces ouvrages par communes à fin 2018. Les territoires avec un haut taux d'enfouissement et un jeune âge de la HTA correspondent aux zones où des travaux ont été réalisés dans les dernières années pour sécuriser le réseau touché par les grandes tempêtes (1999, 2009) et pour construire des nouveaux réseaux répondant au développement de ces zones.

Depuis 10 ans environ, Enedis met en pratique une politique technique de Prolongation de la Durée de Vie des ouvrages ce qui aboutit à une augmentation de l'âge moyen des ouvrages concernés, sans toutefois altérer la fiabilité, ni l'opérabilité de ceux-ci

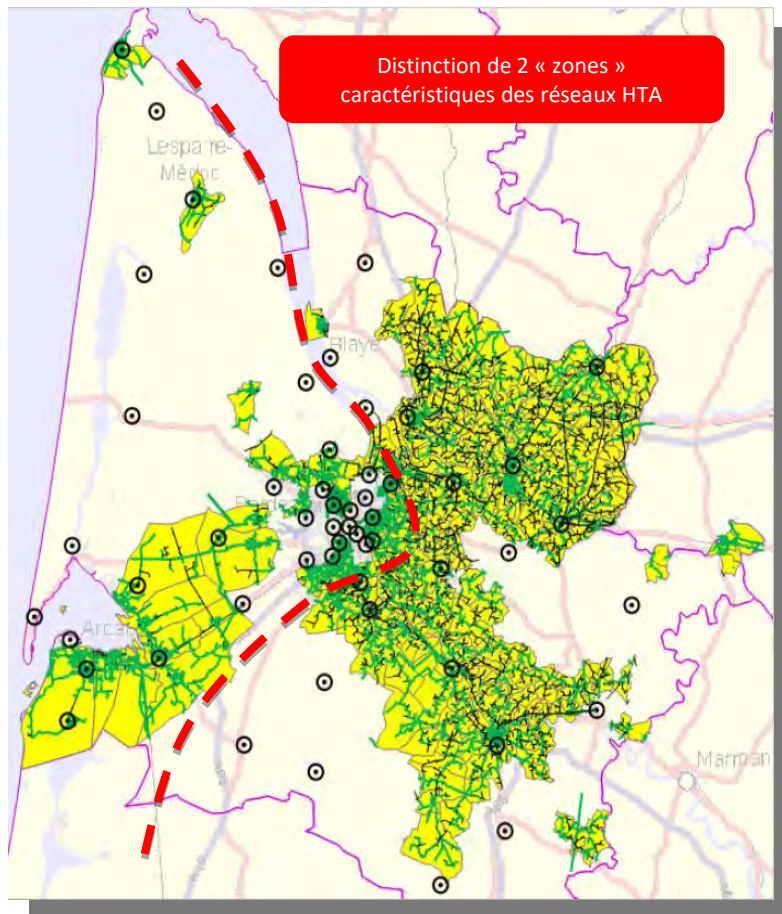
Le tableau ci-dessous, fourni par le SDEEG, précise les technologies les plus anciennes : faible section en aérien et CPI en souterrain. Celles-ci font l'objet d'une surveillance particulière par Enedis, qui est expliquée plus loin dans ce document.

Ancienneté moyenne par typologie						
Exercice	Age moyen global	Aérien nu	dont faibles sections	Aérien torsadé	Souterrain	dont CPI
2015	22,0	34,6	45,6	24,0	14,9	45,6
2016	22,5	35,6	46,5	25,2	15,4	46,4
2017	22,8	36,6	47,1	26,4	15,8	47,6

Le réseau HTA de la concession du SDEEG est exploité à deux niveaux de tension : 15 kV et 20 kV. La carte ci-après illustre ces différentes zones de tension HTA. Les postes HTA/BT exploités en 15 kV sont en rouge et ceux exploités en 20 kV sont en vert.



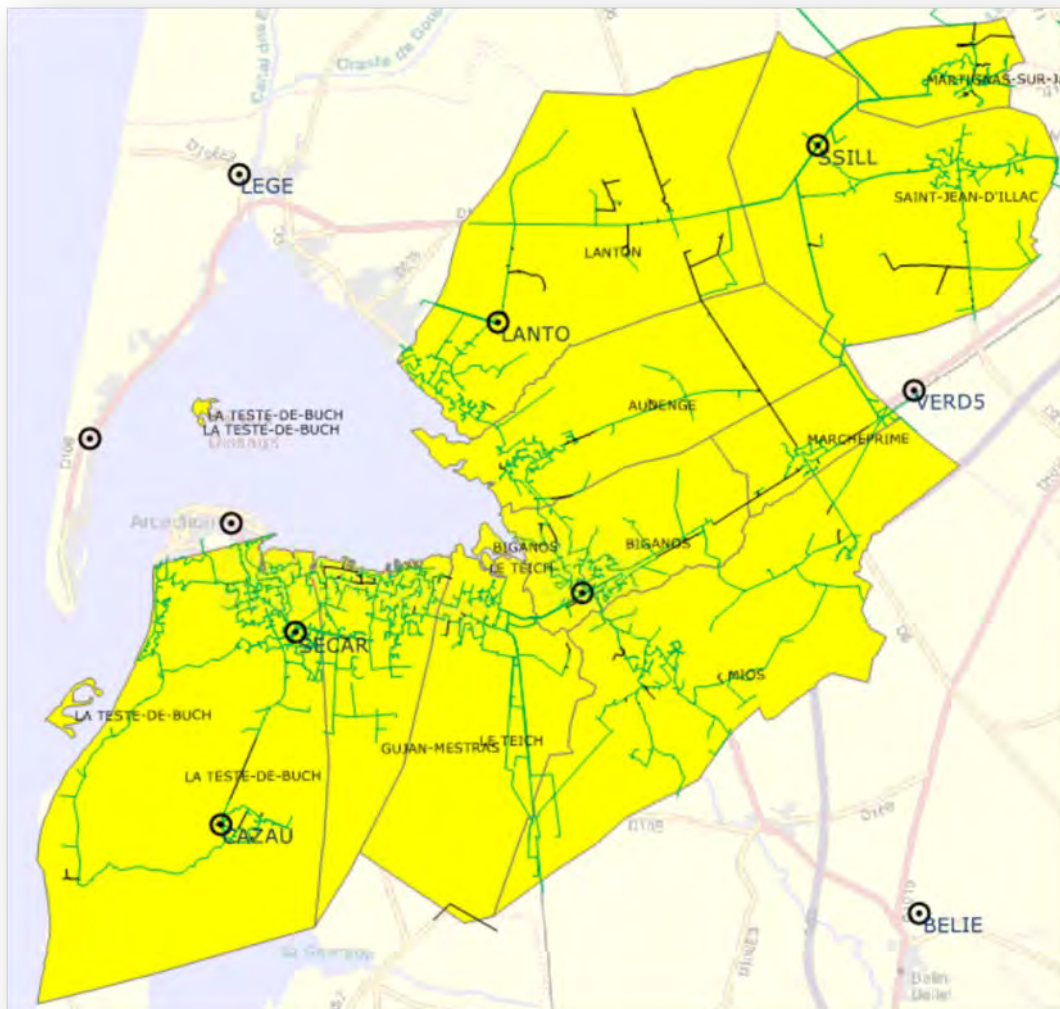
La carte ci-après illustre la typologie et la nature du réseau HTA : aérien (en noir) ou souterrain (en vert)



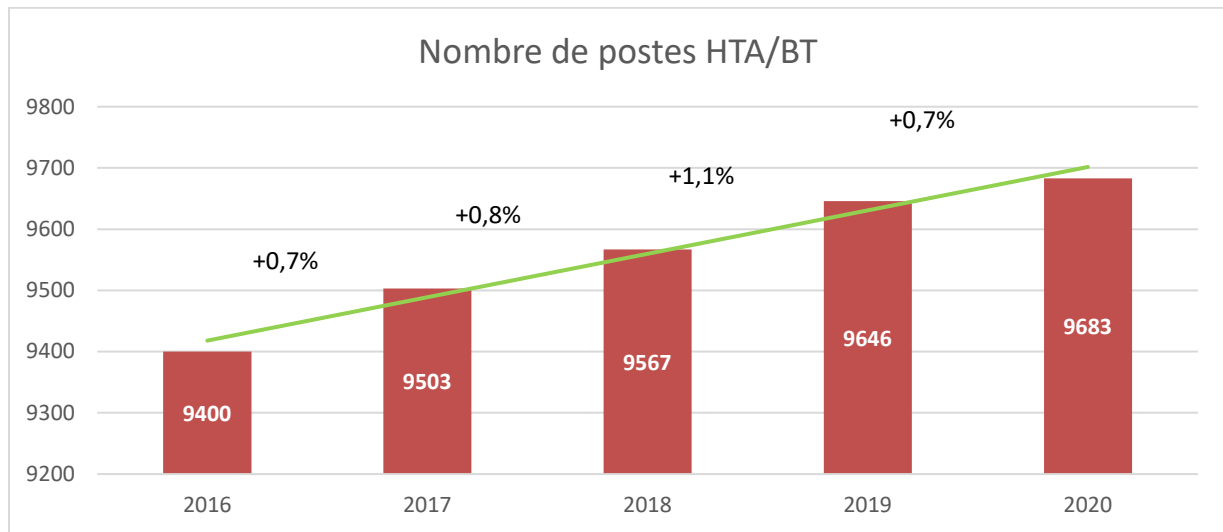
Le réseau HTA de la concession du SDEEG se distingue en 2 grandes zones.

- Partie Est : un réseau mixte avec une dominante aérienne sur les zones à faible densité d'habitat et ponctuellement un réseau souterrain dans les environnements urbanisés et denses comme sur Libourne et Langon par exemple.
- Partie Ouest : un réseau très majoritairement souterrain dans le contexte de la Métropole jusqu'au Bassin d'Arcachon, ainsi que pour les 3 communes médocaines (Soulac sur Mer, Castelnau Médoc, Lesparre Médoc).

Ci-dessous un zoom sur les communes autour du Bassin d'Arcachon.

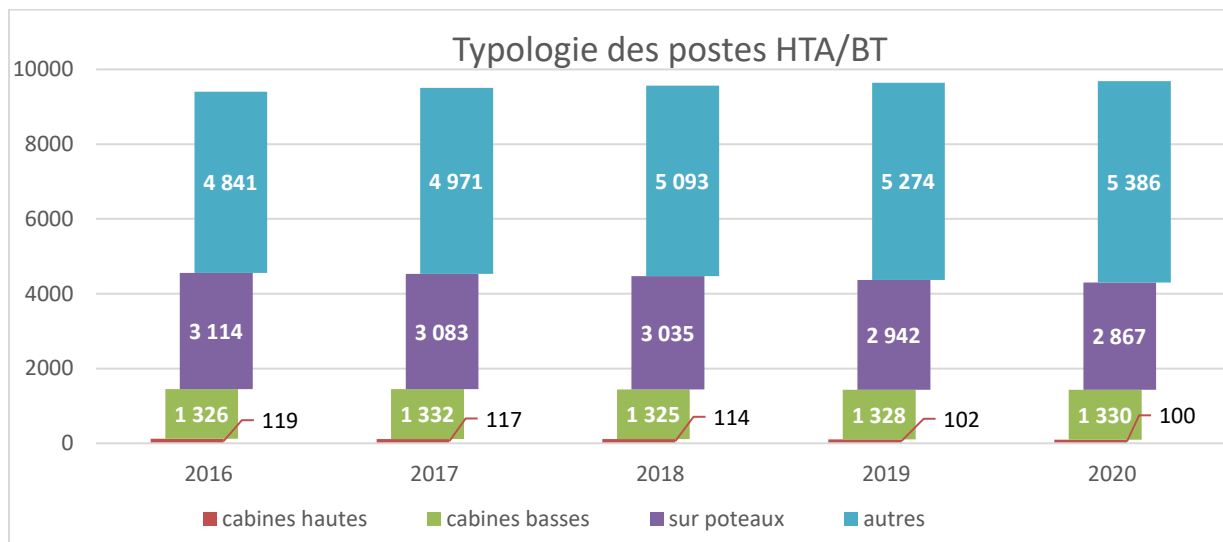


1.6 – Les postes HTA/BT



En cinq ans, le nombre de postes HTA/BT a augmenté de plus de 3,3% soit près de 57 nouveaux postes par an. Cette progression est liée d'une part au développement (en surface), c'est-à-dire la création de nouveaux aménagements et d'autre part à la densification (en profondeur) qui requiert le renforcement des ouvrages parfois par un doublement des postes desservant une zone. On observe cependant une évolution moins rapide que celle du nombre de clients, signifiant un ratio de clients par poste en hausse également.

La typologie des postes évolue aussi : moins de postes sur poteaux (H61) et résorption progressive des dernières cabines hautes.



Les postes préfabriqués sont regroupés dans la catégorie « autres » et sont illustrés ci-après :



Cabine Intégrée
en immeuble



Poste au Sol Simplifié



Poste Rural Compact



Poste A Couloir
de manœuvre

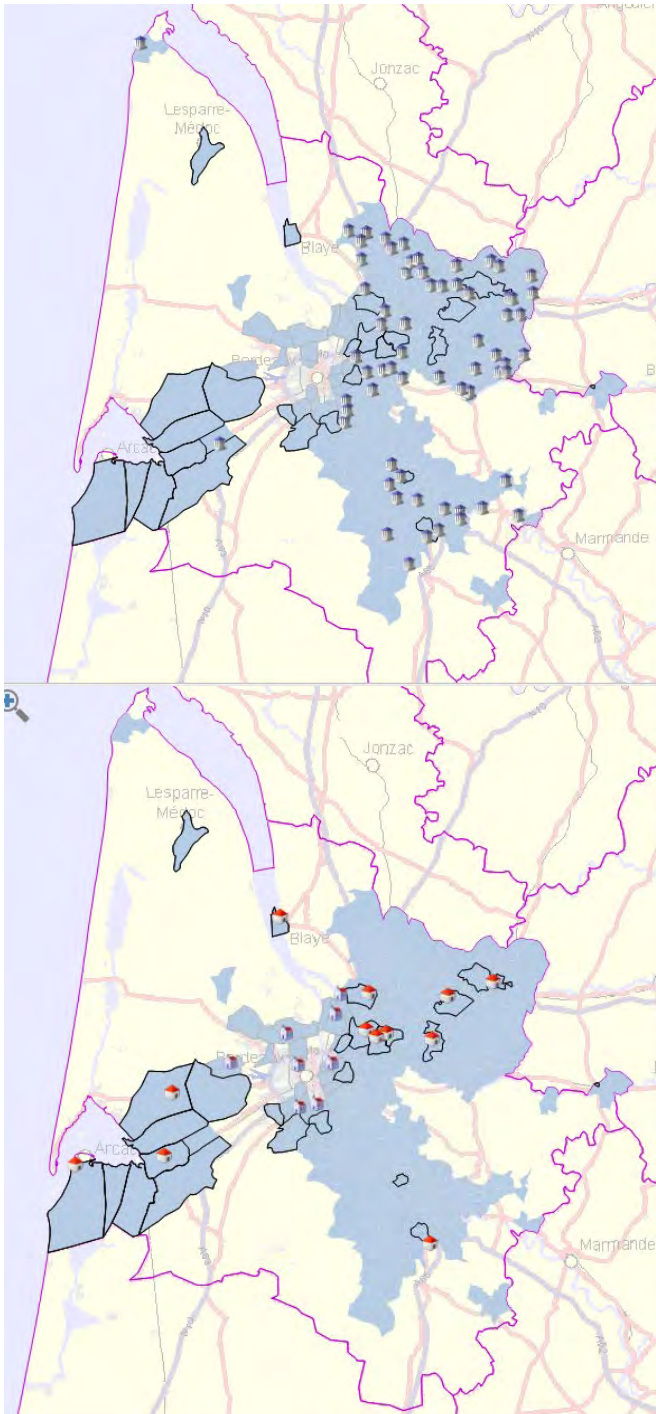


Poste Urbain Intégré à son Environnement

Le tableau ci-dessous, fourni par le SDEEG, détaille l'âge moyen par type de postes HTA/BT en service sur la concession à fin 2018. Les types de postes les plus jeunes sont ceux dont l'installation est privilégiée dans le cadre des investissements actuels. 2306 postes ont un âge supérieur à 40 ans, dont 1350 sont des H61.

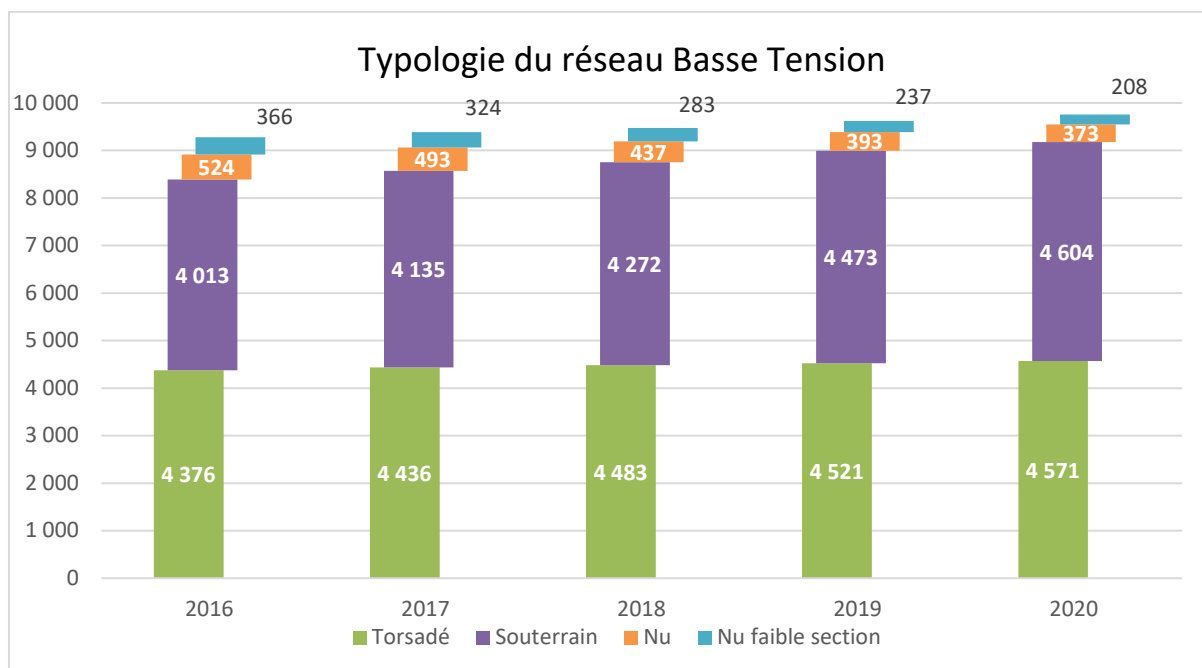
Ancienneté moyenne des postes (ans)			
Ancienneté moyenne de construction des postes HTA/BT (ans) - Inventaire technique	Nombre de postes	Ancienneté moyenne (ans)	Nombre \geq 40 ans
H61	3 083	37	1 350
Urbain portable	2 168	15,5	9
En immeuble	371	29,5	124
Cabine basse	1 332	39,5	641
Rural compact	400	33,4	77
Poste au sol type A	878	8,0	0
Urbain compact	89	22,2	5
Rural socle	428	19,6	8
Autre au sol type B	523	6,8	2
Cabine haute	117	47,7	86
Poste rural compact simplifié	97	3,4	0
Sur poteau (non H61)	0	0,0	0
Enterre	5	51,6	4
Cabine chantier	1	0,0	0
Poste urbain intégré à son environnement	11	4,3	0
Non renseigné	0	0,0	0
DI - Divers	0	0,0	0
Total	9 503	26,4	2 306

Un zoom sur les postes type Cabine Haute montre que leur implantation reste majoritairement sur l'Est de la concession et en commune rurale.



Sur les communes rurales, le SDEEG étudie en priorité la résorption de tels postes situés au cœur du bourg. Un premier recensement fait ressortir les postes suivants : Bourg Beguey, Bourg Cabara, Bourg Camps sur l'Isle, Bourg Civrac-de-Blaye, Bourg Gironde-sur-Dropt, Bourg Moulon, Bourg Puynormand, Bourg Rions, Bourg St Antoine-sur-l'Isle, Bourg St Genes-de-Castillon, Bourg St Magne-de-Castillon, Bourg St Mariens, Mairie (St Martin de Laye), Bourg Ste Terre.

1.7 – Description de réseau BT



Le réseau BT s'est développé en moyenne de 95 km par an (soit 5,1% sur 5 ans). Le réseau est construit en souterrain ou en torsadé. A fin 2020, la part de réseau souterrain dépasse 47%, pour atteindre la moyenne nationale (47%).

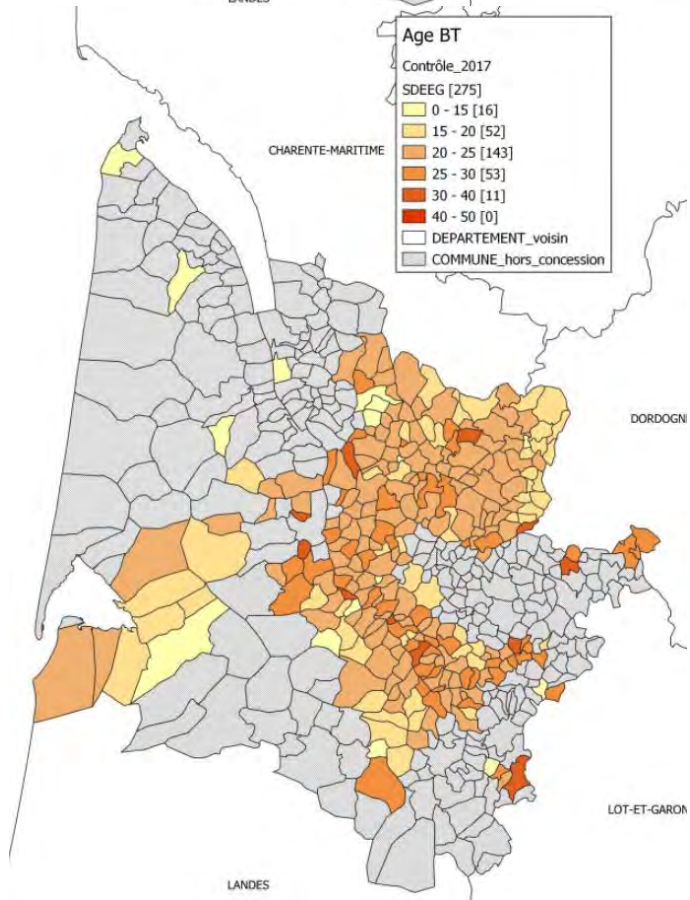
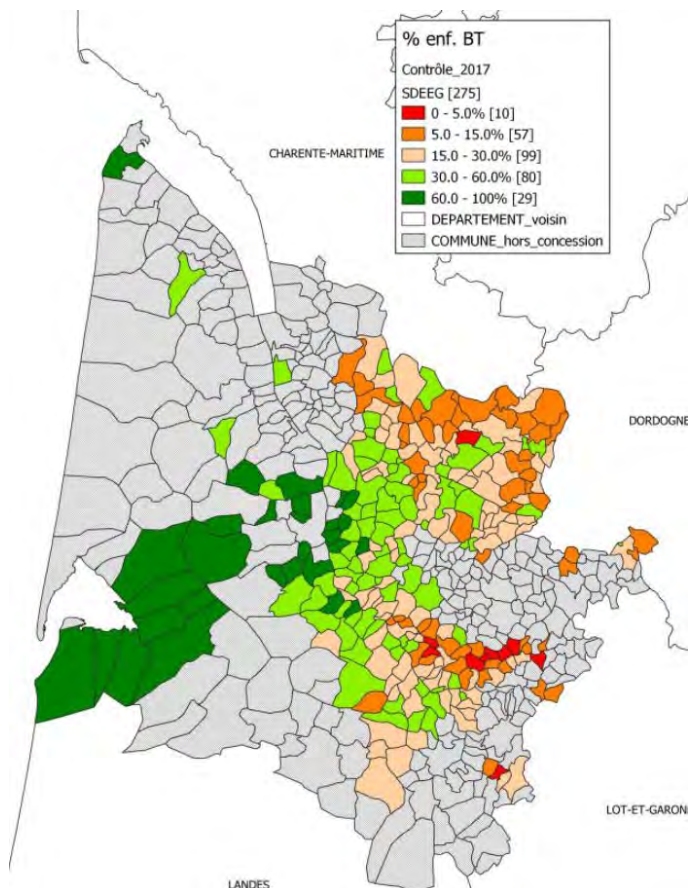
Concernant le réseau BT nu, la part du réseau BT faible section correspond à 4% de la longueur totale du réseau BT aérien.

La réduction du réseau nu en faible section (ie conducteur de section $\leq 14 \text{ mm}^2$ en cuivre et $\leq 22 \text{ mm}^2$ en alu) est de -43% sur 5 ans, alors qu'elle n'est que de -29% sur le réseau nu d'autres sections. Ce résultat illustre les priorités définies tant par le SDEEG que par Enedis sur ce type de réseau BT à fort taux d'incidents.

Les deux cartes ci-après, fournies par le SDEEG, illustrent le taux d'enfouissement du réseau BT par commune et l'âge moyen des ouvrages par commune à fin 2017.

- Les territoires avec un haut taux d'enfouissement sont des zones où le développement urbanistique s'est accentué le long des axes principaux de communication.
- Les territoires avec un jeune âge moyen de la BT sont en revanche également des zones où l'action de modernisation de ce réseau a été soutenue, soit par de l'enfouissement dans le cadre d'extension, de renforcement ou de travaux d'esthétique, soit par du remplacement des réseaux aériens nus par des réseaux aériens torsadés (isolés) dans le cadre d'extension de renforcement ou de sécurisation.

On retrouve ce constat sur l'âge des technologies dans le tableau de synthèse qui suit ces cartes.



Ancienneté moyenne par typologie

Exercice	Age moyen global	Aérien nu	Aérien torsadé	Souterrain
2015	21,4	42,4	21,2	16,3
2016	22,0	43,9	21,8	17,1
2017	22,6	45,5	22,4	17,9

Les caractéristiques des départs BT de la concession sont résumées dans le tableau ci-après, fourni par le SDEEG. Quelques départs affichent des longueurs particulièrement importantes, dans des cas particuliers où la desserte de clients isolés impose de déployer des extensions significatives. Toutefois, la longueur moyenne est nettement inférieure à la moyenne nationale. La part des réseaux BT âgés de plus de 40 ans est en légère hausse avec 11,6% des linéaires à fin 2017 (soit 1095 km) contre 10,7% à fin 2016.

Caractéristiques des départs BT - Inventaire technique -	2015	2016	2017
Nb départs BT	26 562	26 814	27 130
Longueur moy. des départs BT (m.)	347	347	346
Nb départs BT > moy. nat. (425 m.)	8 115	8 194	8 290
Nb départs BT > 1500 m.	217	220	224
Nb départs BT > 2500 m.	9	9	9
Longueur départ BT le plus long (m.)	4 130	4 130	4 130
Commune du départ BT le plus long	PRECHAC	PRECHAC	PRECHAC

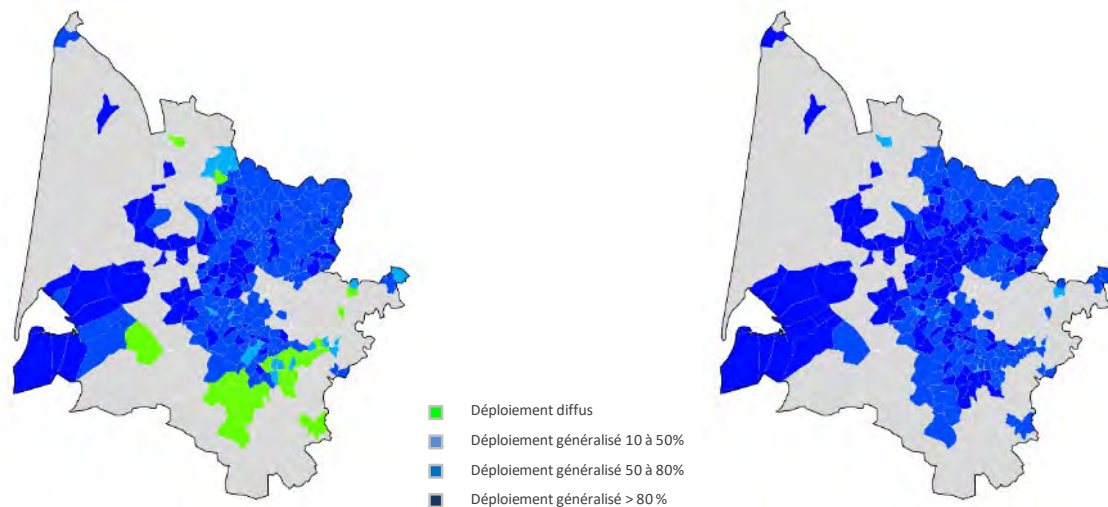
1.8 – Description des branchements et colonnes montantes

En l'absence d'inventaire technique des branchements et colonnes montantes, il n'est à la date de rédaction du diagnostic pas possible de décrire les quantités et l'état de ces ouvrages sur la concession. La réalisation d'un inventaire localisé des ouvrages par Enedis est en cours à cette date.

1.9 – Description des compteurs

Le parc de compteur C1 à C4 est entièrement en technologie « communicant ».

Le parc de compteur C5 est migré progressivement vers la technologie « communicant ». Le déploiement des compteurs « Linky » s'achève en 2021 sur la concession. A fin 2020, le déploiement était de 81,3 % et concerne 251 communes de la concession. Les cartes ci-dessous illustrent la situation à fin 2020 et au 10 août 2021.



La performance du nouveau système de comptage est contrôlée par la CRE. A date, tous les critères techniques (télérelevés journaliers, téléprestations réalisées à J), clients (pdl ouverts aux services) ou financiers sont atteints ou dépassés.

Les opérations de remplacement des compteurs sur la concession sont pilotées par une équipe dédiée à Mérignac. 83,9% de clients ont exprimé leur satisfaction sur l'intervention et seulement 0,5% des interventions ont conduit à une réclamation.

Si le service de consultation des courbes de charges reste modestement utilisé, les compteurs Linky permettent aux clients équipés d'accéder simplement aux nouvelles offres tarifaires des fournisseurs ou de disposer d'un branchement prêt pour un éventuel dispositif d'autoconsommation. Ces compteurs induisent une nette baisse des réclamations au motif de la Relève ou de la Qualité de Fourniture (relevé réel, protection contre les surtensions, ...). D'un point de vue technique, l'exploitation du système de comptage Linky permet d'ores et déjà de réaliser des télédiagnostics des pannes clients depuis le Centre d'Appels Dépannage, d'aider à analyser des dysfonctionnements en matière de qualité sur le réseau BT comme HTA, ainsi que de fiabiliser la cartographie des réseaux.

Dans le cadre de ce programme de déploiement des compteurs Linky, le SDEEG a souhaité lancer un contrôle spécifique sur :

- Les contentieux en cours sur la concession (6% des réclamations à fin 2017, dont la cause reste à préciser)
- Les dommages éventuels résultant de l'exploitation de cette génération de compteurs
- Le respect des prescriptions techniques et normes sécuritaires
- La méthode de contrôle par Enedis de ses prestataires
- La valorisation financière du recyclage des anciens compteurs de notre concession
- Le régime juridique du logiciel associé au fonctionnement des compteurs
- Le respect de la confidentialité des données

2 – Performance du réseau

La qualité de l'énergie distribuée se mesure sous l'angle de la continuité de fourniture et de la tenue de tension. La continuité de fourniture est abordée au chapitre 2.1. La tenue de tension est analysée au chapitre 2.8.

Les articles D. 322-1 du code de l'Energie et l'arrêté d'application afférent du 24 décembre 2007 (décret Qualité) fixent les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux d'électricité.

2.1 – La qualité de l'énergie distribuée

Continuité de fourniture

La continuité de fourniture se caractérise par le nombre de coupures longues (+ de 3 min), leur durée cumulée maximale et le nombre de coupures brèves (entre 1 s et 3 min) que subit un client au cours d'une année.

Pour chacun de ces critères, une valeur de référence est définie ; au-delà de cette valeur, un client est considéré comme mal alimenté :

- Nb de coupures longues : clients au-delà du seuil si + de 6 coupures longues
- Nb de coupures brèves : clients au-delà du seuil si + de 35 coupures brèves
- Durée cumulée maximale de ces coupures : clients au-delà du seuil si + de 13h de coupures

Le niveau de qualité est respecté dans le département de la Gironde si le taux d'utilisateurs mal alimentés n'excède pas 5%, ce qui est le cas sur les cinq dernières années.

Nombre de clients (DQ Département)	2016	2017	2018	2019	2020
NB de clients qui subissent plus de 6 coupures longues par an	2 569	760	243	1 960	886
NB de clients qui subissent plus de 35 coupures brèves par an	844	4 648	0	0	0
NB de clients qui subissent plus de 13 heures cumulées de coupures longues par an	13 870	5 522	8503	16 939	7 096
Au-delà des seuils	15 778	10 532	8 676	18 122	7 661
Taux de clients au-delà des seuils	1,71%	1,12%	0,91%	1,86%	0,77%

On retrouve une partie de ces données à l'échelle de la concession, complétée d'autres indicateurs relatifs à la continuité de fourniture, dans le CRAC.

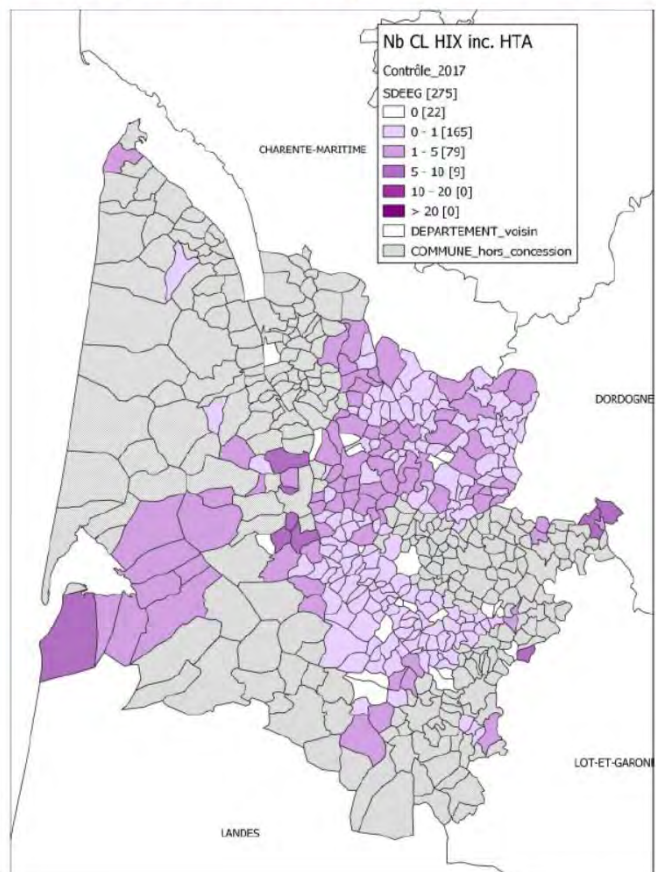
Nombre de clients BT (Concession)	2016	2017	2018	2019	2020
Affectés par plus de 6 coupures longues (> à 3 min), toutes causes confondues	2 028	1821	1046	4247	713
<i>Dont nombre de clients BT affectés par plus de 6 coupures longues suite à incident situé en amont du réseau BT</i>	243	232	321	2 609	451
Affectés par plus de 30 coupures brèves (de 1 s à 3 min), toutes causes confondues	779	1 599	557	0	0
Coupés pendant plus de 3 heures, en durée cumulée sur l'année, toutes causes confondues	56 230	70 461	61 247	95 159	49 895
<i>Dont nombre de clients BT coupés plus de 3 heures, en durée cumulée sur l'année, suite à incident situé en amont du réseau BT</i>	25 519	36 312	35 261	66 674	20 715
Coupés pendant plus de 5 heures consécutives*, toutes causes confondues	15 726	22 485	26 668	69 941	23 861

Une analyse des événements qui ont conduit au dépassement des seuils fait ressortir que 81,8% des dépassements sont dus à un incident et 18,2% le sont suite à des travaux.

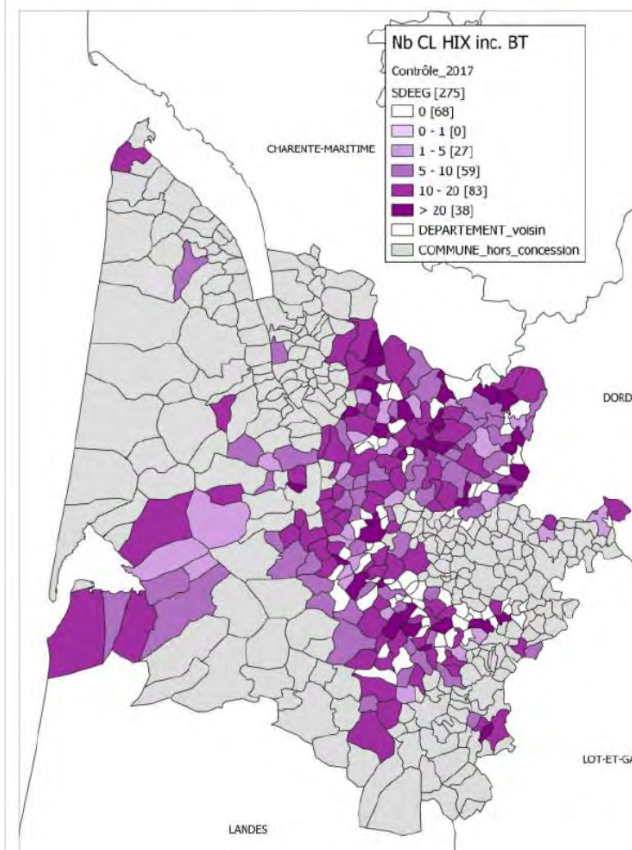
Le tableau et les cartes ci-dessous, fournis par le SDEEG, caractérisent le nombre d'incidents ramené à 100 km de réseau concédé, entre 2015 et 2017.

Coupures liées à des incidents affectant le réseau (HIX)	2015	2016	2017
Nombre d'incidents HTA pour 100 km de réseau	4,6	4,9	4,5
- Dont réseau aérien	5,8	6,8	5,8
- Dont réseau aérien nu de faible section	13,0	19,0	11,8
- Dont réseau souterrain	1,8	1,8	1,9
- Dont poste HTA/BT	0,4	0,2	0,3
Nombre d'incidents BT pour 100 km de réseau	7,9	9,0	11,4
- Dont réseau aérien	7,3	9,1	9,8
- Dont réseau aérien nu	6,5	7,8	7,1
- Dont réseau aérien nu de faible section	7,2	8,2	13,3
- Dont réseau souterrain	1,8	2,1	2,1
- Dont poste HTA/BT	0,9	0,7	1,3
Nombre de coupures sur incident réseau	2749	2806	3164
- Longues (> 3 mn)	1051	1156	1372
- Brèves (de 1s à 3 mn)	622	675	786
- Très brèves (jusqu'à 1s)	1076	975	1006

Nombre d'incidents HTA pour 100 km de réseau



Nombre d'incidents BT pour 100 km de réseau

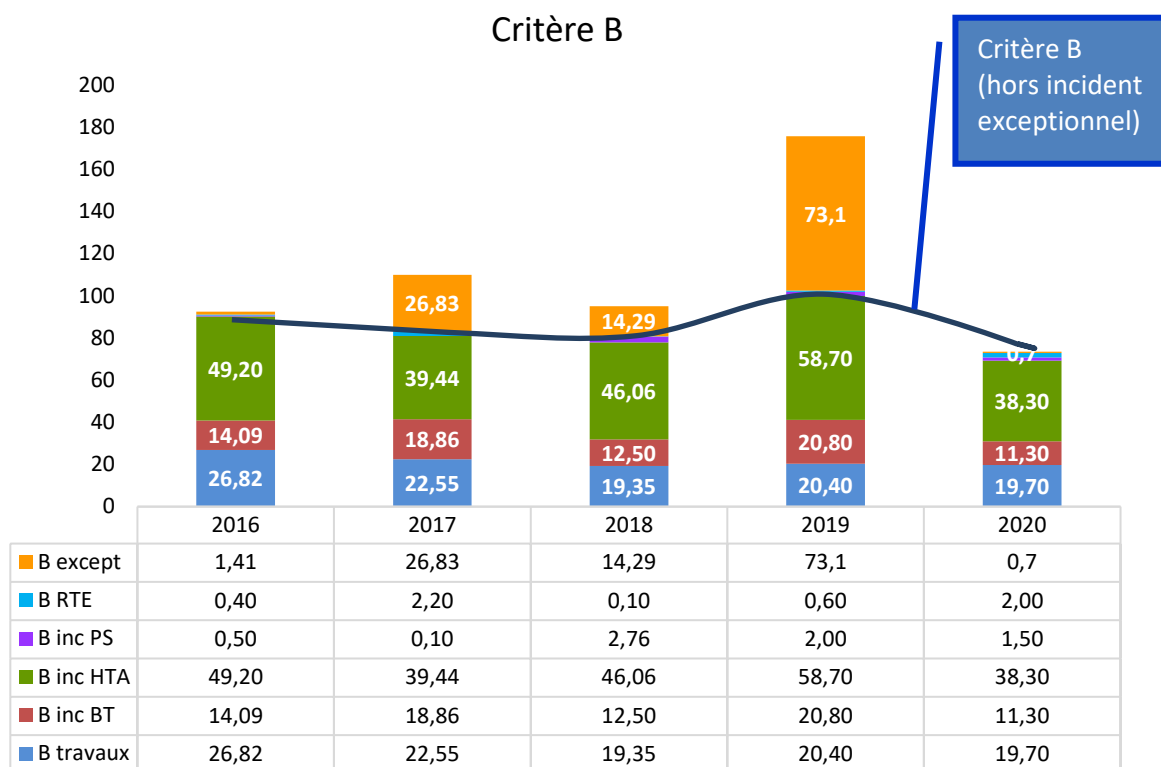


2.2 – Critère B : Le temps moyen de coupure des clients BT

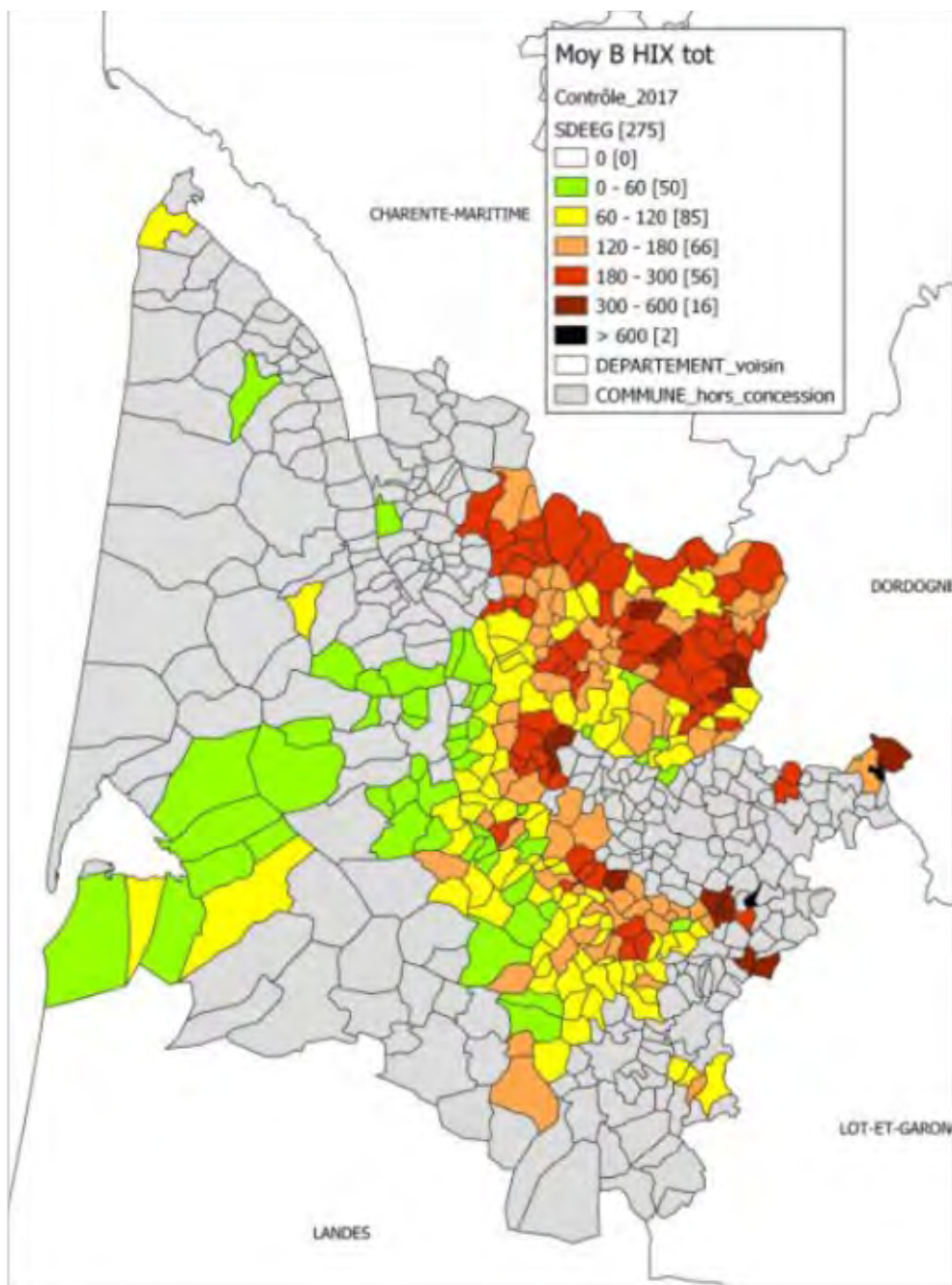
La continuité de l'alimentation en électricité est notamment évaluée à partir d'un indicateur temporel : le critère B. Il mesure le temps moyen en minutes, durant lequel un client alimenté en Basse Tension est privé d'électricité au cours de l'année, quelle que soit la cause de l'interruption de fourniture (travaux, incident sur le réseau de distribution publique, incident sur le réseau de transport, ...).

Le « B Travaux » est la part du critère B relatif aux coupures vues par le client en raison des travaux. Le niveau significatif auquel est cet indicateur est lié à la forte activité sur le territoire de la concession, que ce soit en termes de développement ou de sécurisation du réseau. Des actions concrètes, comme le recours aux travaux sous tension ou aux moyens de réalimentation permettent de piloter cet indicateur.

Le « B Inc HTA HIX » est l'indicateur de la résilience du réseau concédé face aux incidents (hors incident exceptionnel) au travers de sa composante HTA. La tendance baissière dénote notamment une sensibilité aux aléas climatiques de plus en plus contenue.



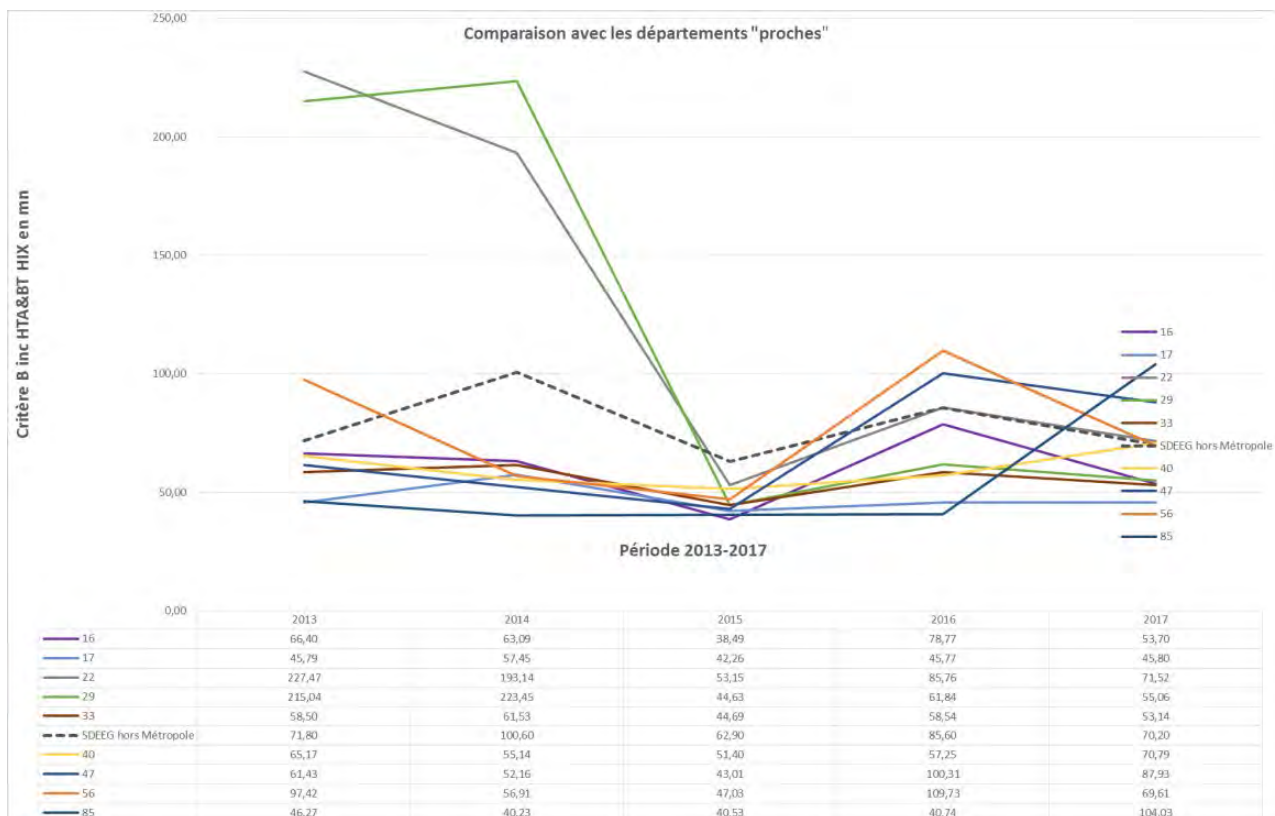
La carte ci-dessous, fournie par le SDEEG, illustre le critère B moyen, hors incidents exceptionnels sur les 3 années 2015, 2016 et 2017, pour chaque commune de la concession.



A titre indicatif, une comparaison a été faite avec d'autres départements jugés avoir les mêmes critères suivants :

- Etre exposés à des risques climatiques semblables (façade atlantique),
- Ne pas avoir de Métropole qui écrase les résultats qualité,
- Avoir des villes moyennes type Libourne, Langon, Sud Bassin,
- Comporter des zones rurales.

Huit départements ont été ainsi sélectionnés sur la période 2013-2017 : Finistère, Morbihan, Côtes d'Armor, Vendée, Charentes Maritimes, Charentes, Lot et Garonne, Landes.

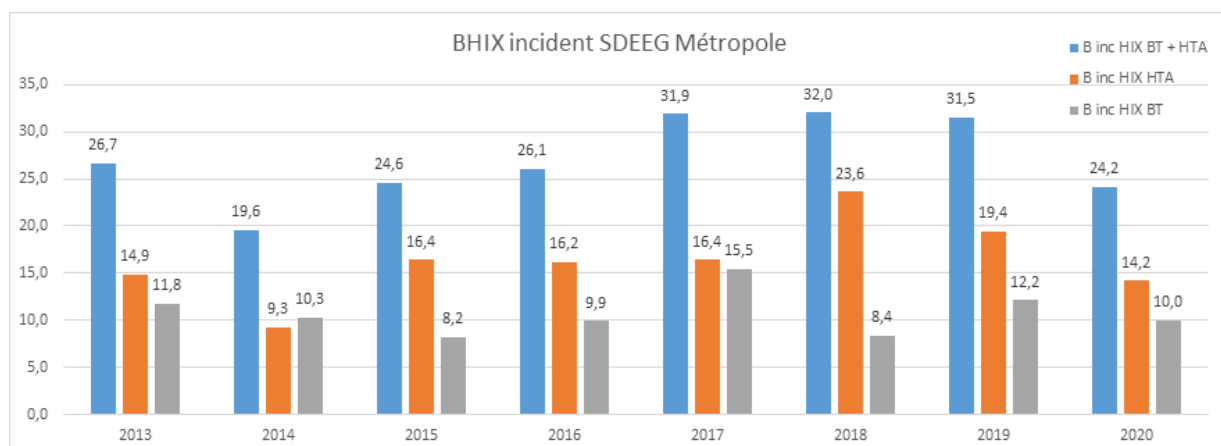


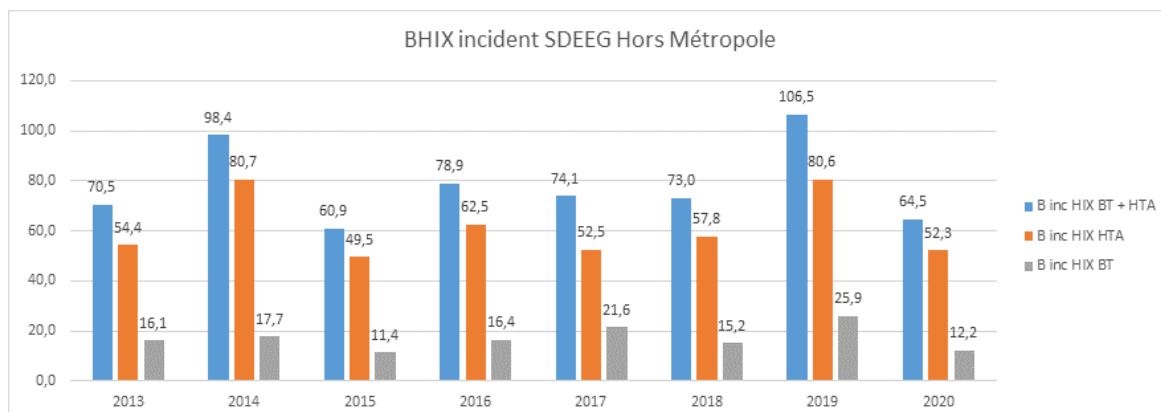
La comparaison avec la Gironde dans sa globalité illustre l'impact d'une Métropole sur les résultats qualité d'un département.

Hors événements exceptionnels, la concession SDEEG (hors Métropole) avec un B HIX inc HTA+BT à 70 mn se positionne dans la moyenne des départements comparés.

Dans un contexte d'aléas climatiques plus intenses et nombreux, la tendance d'amélioration constatée dénote que la sensibilité aux aléas climatiques est contenue.

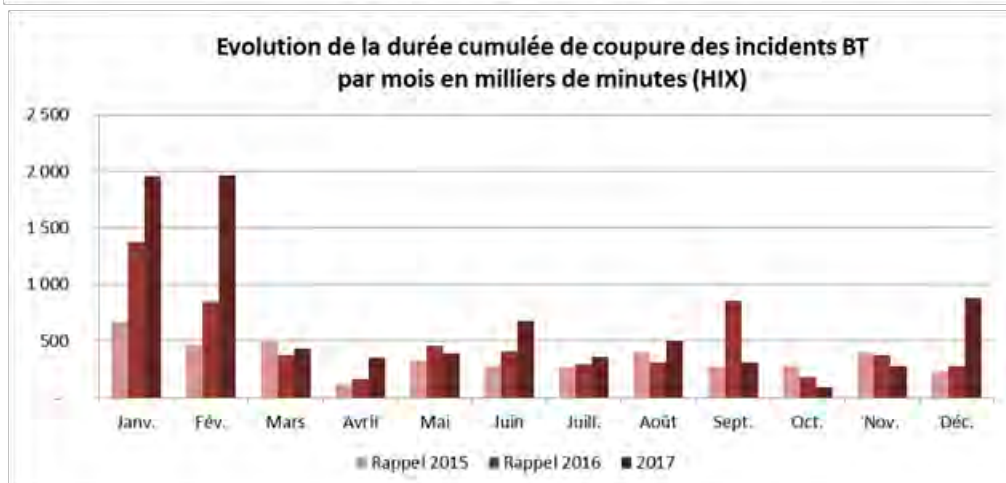
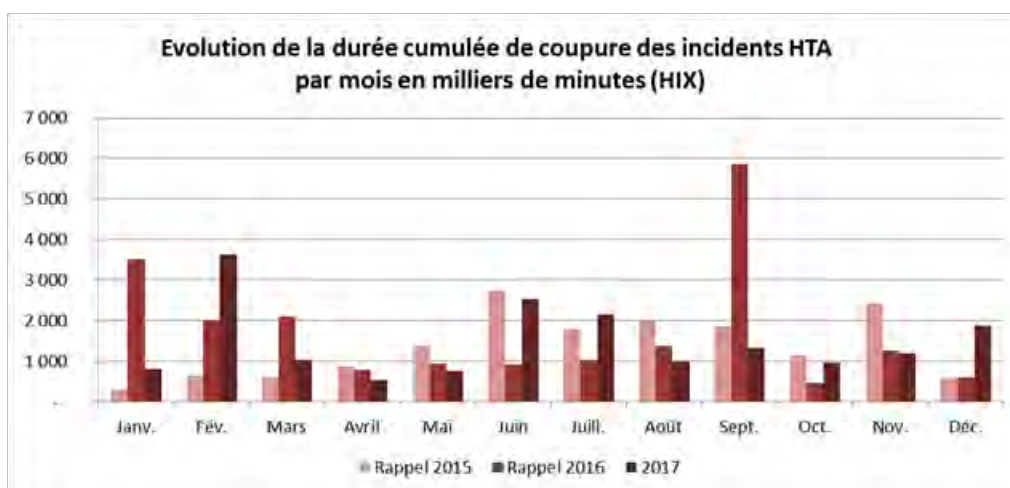
L'analyse, au sein de la concession SDEEG, entre la zone Métropole et hors Métropole, des composantes Incident du critère B est illustrée ci-dessous.





Les résultats de la partie Hors Métropole démontrent que les efforts de désensibilisation du réseau aux aléas climatiques permettent de contenir puis d'améliorer la résilience du réseau. Les résultats de la partie Métropole montrent une dégradation notamment au travers de sa composante BT. Le poids des incidents BT et HTA deviennent presque identiques.

Enfin, la saisonnalité des incidents est clairement illustrée par les deux histogrammes ci-après, fournis par le SDEEG sur les années 2015 à 2017.



2.3 – L'approche QAT

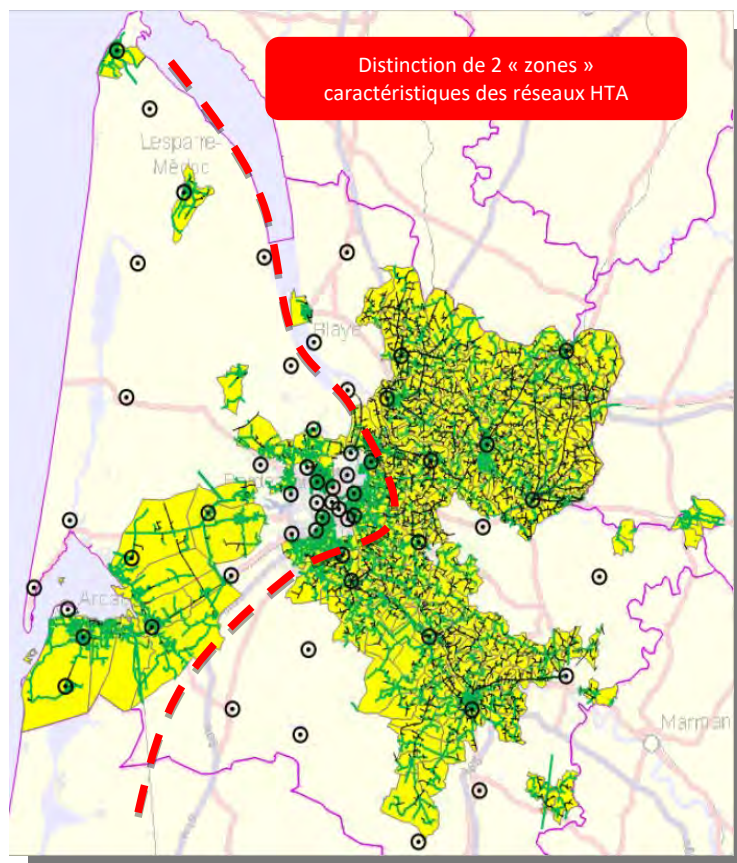
QAT (**Qualité Attendue des Territoires**) est un outil développé par la R&D d'Enedis sur Powerfactory (ERABLE) qui permet d'évaluer le risque de dépassement des seuils du décret qualité en nombre de coupures longues et en durée cumulée des coupures sur la maille d'un département ou d'une zone suffisamment large pour que les résultats soient représentatifs.

L'objectif recherché est de quantifier la probabilité de dépassement des seuils du décret qualité par le réseau HTA d'un département ou d'une zone avant et après travaux.

L'outil permet entre autres de :

- Etablir un niveau de risque du département à dépasser les seuils du décret qualité.
- Comparer des départements sur des données communes, notamment à l'échelle d'une Direction Régionale.
- Mesurer les gains d'un programme de travaux en probabilité de dépassement des seuils fixés par le décret qualité.
- De tracer une carte des zones les plus contributrice en terme de risque et ainsi cibler les études et travaux à faire.

Cette méthode a été utilisée pour compléter l'approche classique, notamment celle du critère B, sur la 4^{ème} zone de la concession, délimitée ci-dessous à l'Est du pointillé rouge.



2.4 – Fréquence moyenne des coupures longues incidents HTA et BT

La fréquence de coupure est le nombre de coupures vu par un client en moyenne sur une année. On distingue les coupures longues, supérieures à 3 minutes, qu'elles soient dues à un incident ou à des travaux, et les coupures brèves, comprises entre 1 seconde et 3 minutes, généralement liées à des défauts fugitifs ou circonscrits grâce à des manœuvres automatiques du réseau HTA.

Fréquence des coupures (Concessions)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Fréquence des coupures longues (> à 3 min), toutes causes confondues	0,9	1,0	0,9	1,1	1,0	1,3	0,9
<i>Moyenn</i> <i>e France</i>	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Fréquence des coupures brèves (de 1 s à 3 min), toutes causes confondues	2,2	2,0	2,5	2,8	2,3	1,9	1,6
<i>Moyenn</i> <i>e France</i>	2,1	1,9	1,2	1,9	1,8	1,4	1,3

2.5 – Fiabilité des ouvrages

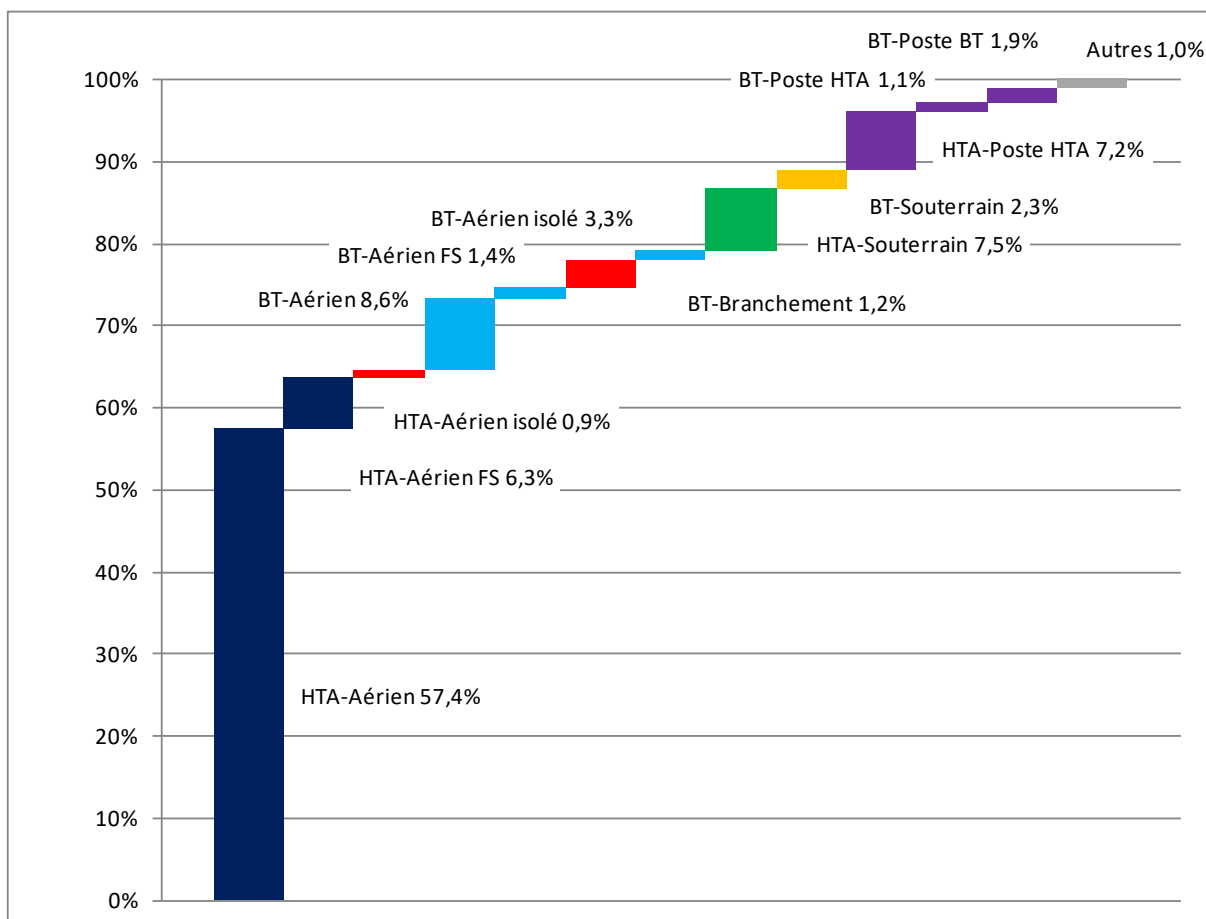
L'analyse de la fiabilité des ouvrages s'intéresse aux incidents hormis ceux provoqués par les tiers.

Synthèse de l'analyse sur la concession du SDEEG.

Communes	ouvrages HTA	ouvrages BT	Commentaires
Rurales	Réseau Aérien		
Urbaines			
dont zone Métropole	Câbles Souterrains et CPI	Câbles Souterrains	HTA Aérien à sécuriser vs aléas climatiques
dont zone Bassin	Câbles Souterrains et réseau aérien	Réseau Aérien nu	
dont Libourne	Câbles Souterrains et CPI	Réseau Aérien nu	
dont Langon	Réseau Aérien	Câbles Souterrains	

Sur les communes rurales, la fiabilité des réseaux HTA et BT est étudiée au travers de la démarche QAT (cf. chapitre 2.3) qui intègre cette dimension dans son calcul de probabilité de défaillance et permet ainsi de définir des zones prioritaires (cf. cartes au chapitre 3.1). Des départs HTA sont identifiés par cette méthode et seront traités par des actions ciblées.

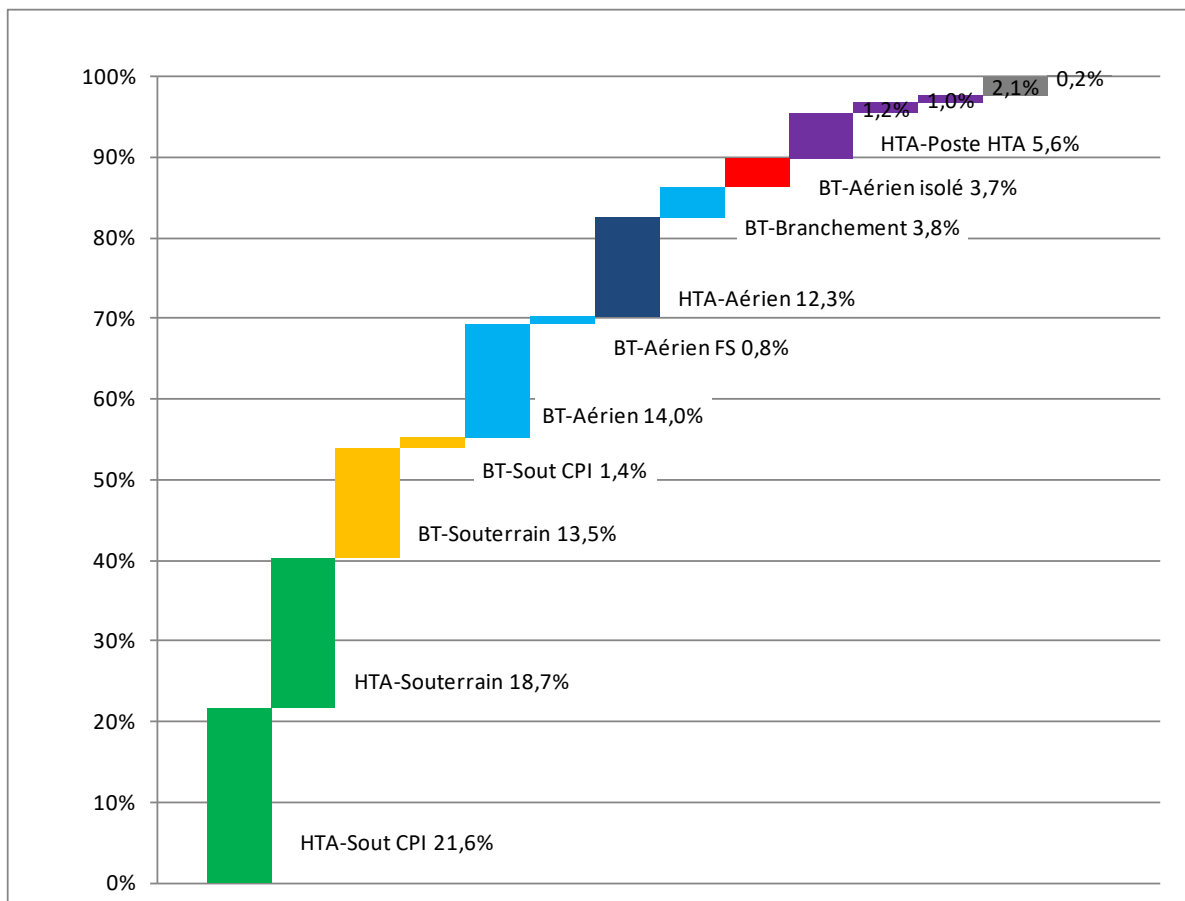
L'histogramme ci-après illustre la contribution du type de réseau (siège des incidents) dans le critère B incident (NiTi hors tiers) sur les communes rurales de la concession. Sans surprise ce sont les réseaux aériens HTA qui sont à l'origine de la majorité du temps de coupure.



Sur les communes urbaines, une analyse probabiliste de défaillance est conduite zone par zone de façon à déterminer les réseaux prioritaires, précisés ci-après.

Zone des 18 communes en concession du SDEEG sur Bordeaux Métropole.

Contribution du type de réseau (siège des incidents) dans le critère B incident (NiTi hors tiers)

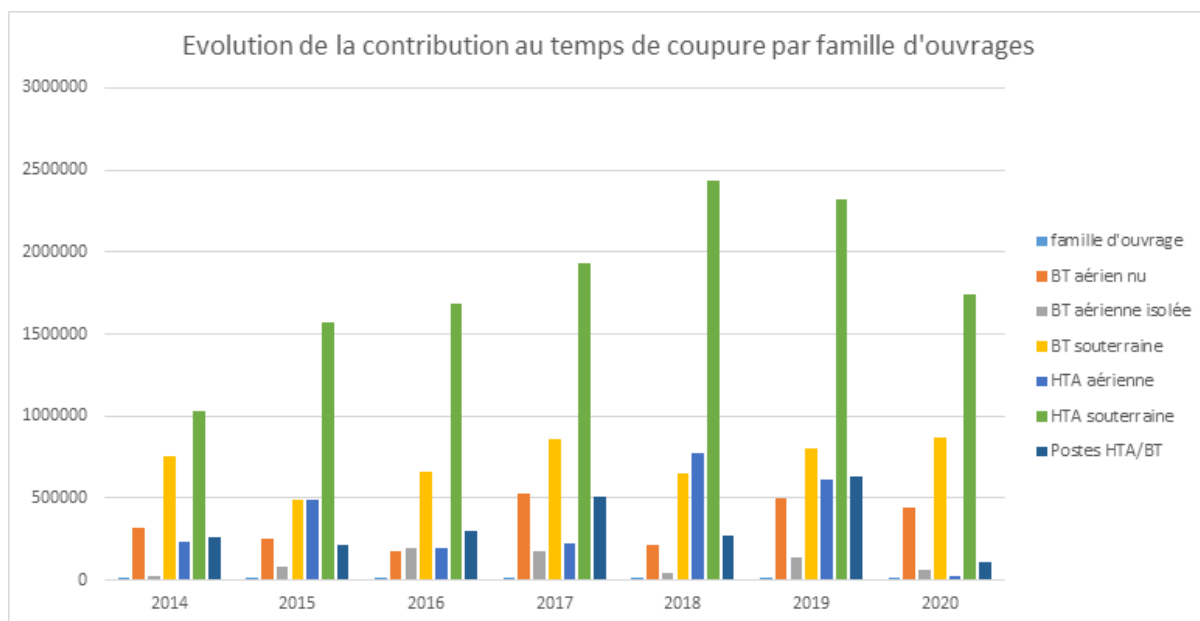


On retrouve les résultats de l'analyse faite sur le critère B incident HIX des 18 communes au § 2.2 :

- Les deux types d'ouvrages les plus contributifs sont les réseaux HTA et BT souterrains (55,3%),
- Le réseau aérien apporte une contribution secondaire dans l'évolution de la qualité de fourniture, en BT (14,8%), comme en HTA (12,3%), et doit être cependant traité, sécurisé autant que de besoin.

Pour mémoire, les incidents de tiers impactent le critère B (HTA et BT hors évènement exceptionnel) à hauteur de 20% environ.

Zoom sur l'évolution de la contribution au temps de coupure (hors inc. de tiers) par famille d'ouvrage



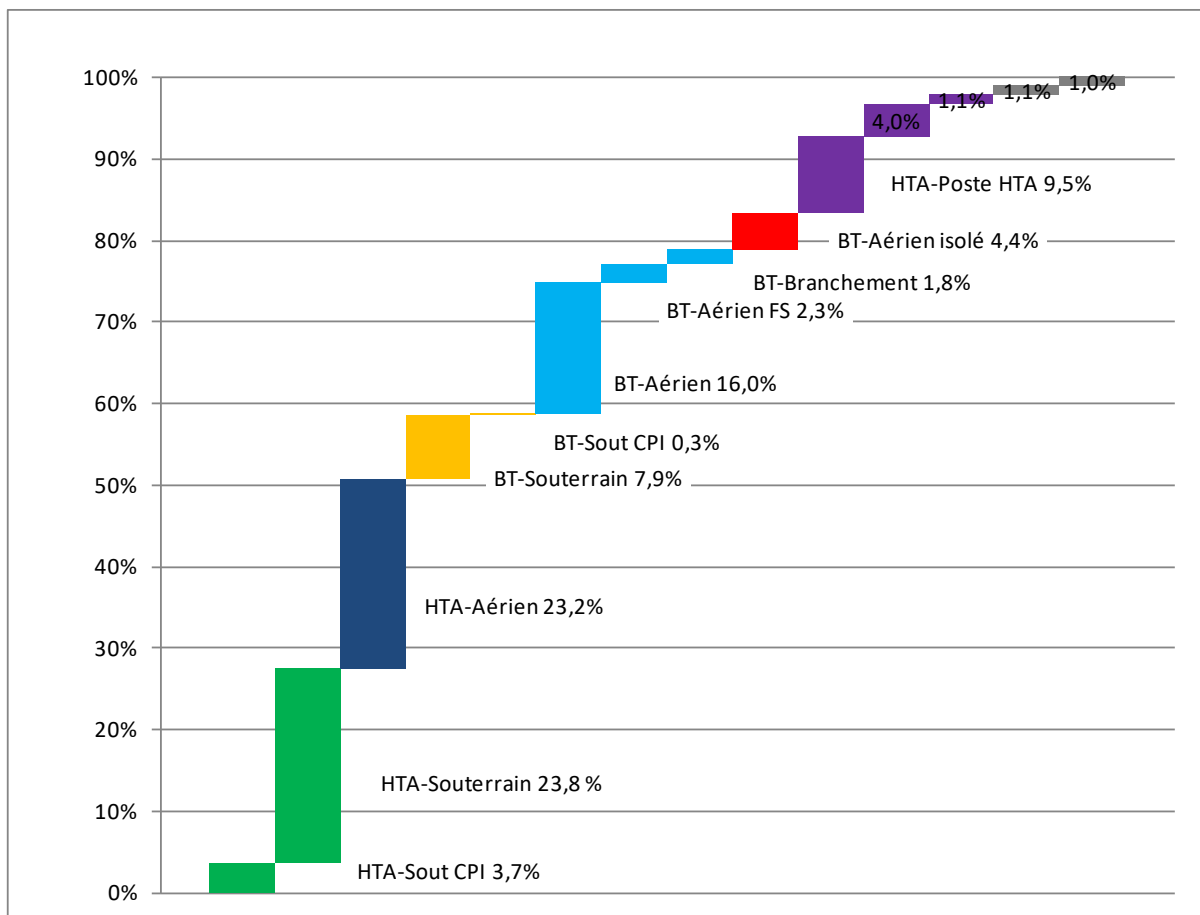
Cet histogramme permet de voir l'évolution récente par famille d'ouvrage synthétique :

- La contribution des incidents BT augmente,
- La contribution des incidents HTA souterrain augmente également,
- La contribution de la HTA aérienne est variable en fonction des aléas qui touchent la Métropole, en taux elle est relativement faible (12,3%),
- La contribution de la BT aérienne progresse, mais elle reste encore faible en taux (14%), variable en fonction des aléas climatiques.

Concernant les causes des incidents sur les réseaux aériens des 18 communes de la Métropole

- Quelques contraintes électriques peuvent être à l'origine du temps de coupure sur le réseau BT, près d'un tiers du temps c'est lié aux aléas climatiques.
- Sur le réseau HTA, aucune contrainte électrique ne provoque d'incident et en revanche la majorité du temps de coupure est liée aux aléas climatiques.

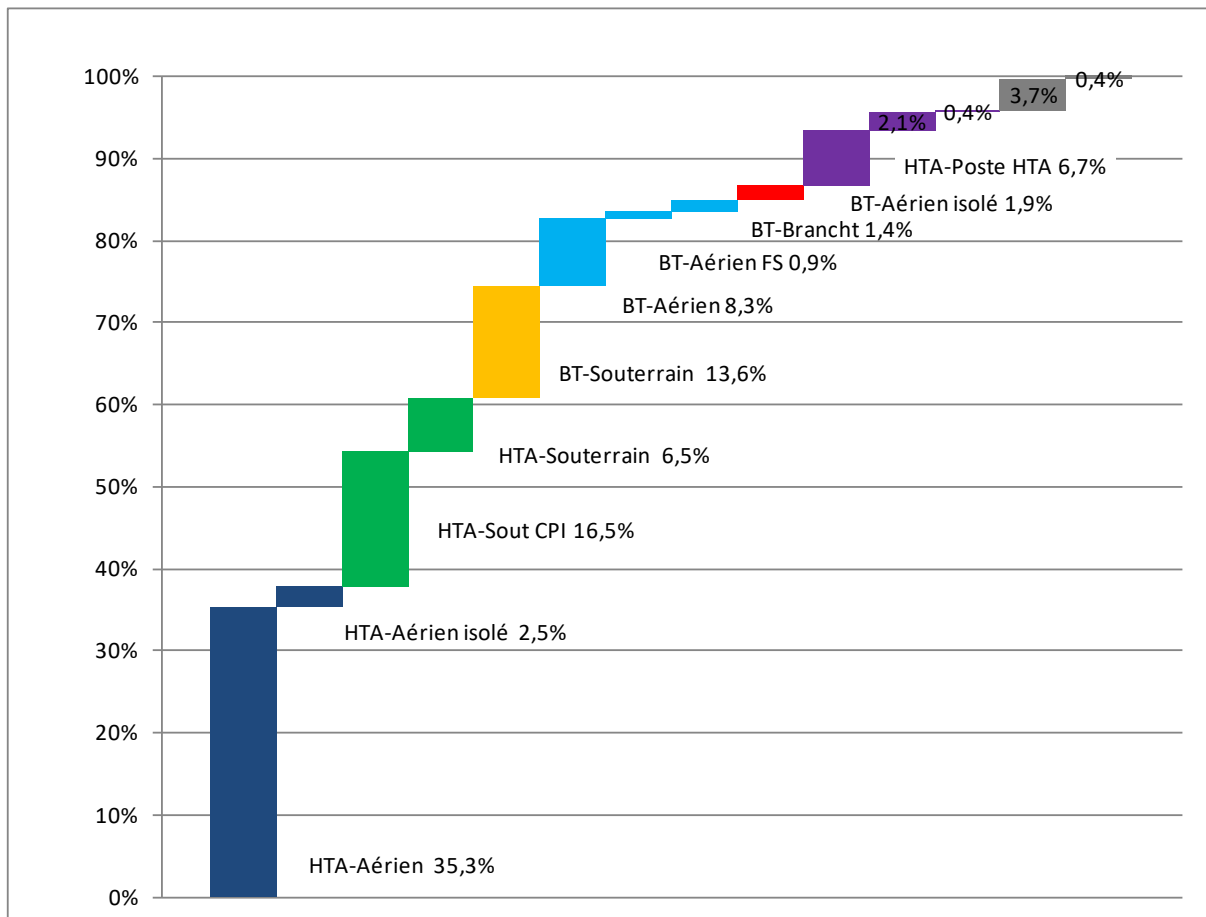
Zone du Bassin Arcachon.



Les communes autour du Bassin d’Arcachon s’urbanisent de manière analogue à la première couronne autour de la Métropole, et leur réseau présente les mêmes fragilités avec une partie encore importante en aérien fils nus en BT et HTA. C’est ce type de réseau le plus sensible aux incidents.

Zone Est : Langon et Libourne.

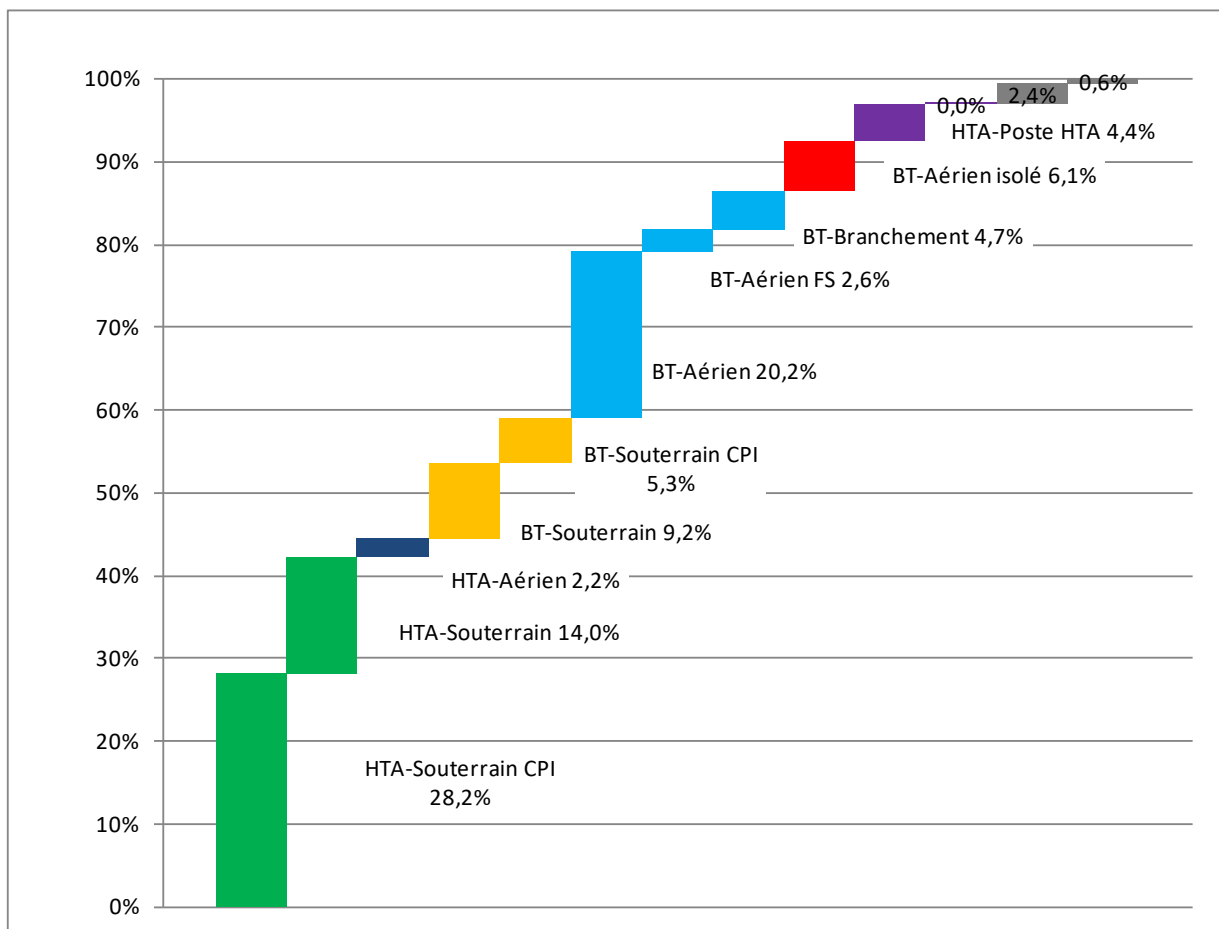
Langon



La commune se caractérise par des incidents d'origine aérienne pour moitié.

La contribution des incidents exogène au réseau imputés à des incidents de tiers est de l'ordre de 10%.

Libourne



La commune a une signature des incidents proche des communes de la Métropole, donc très urbanisée avec une dominante de réseaux souterrains. La contribution des incidents, exogènes au réseau, et imputés à des incidents de tiers est de l'ordre de 25%.

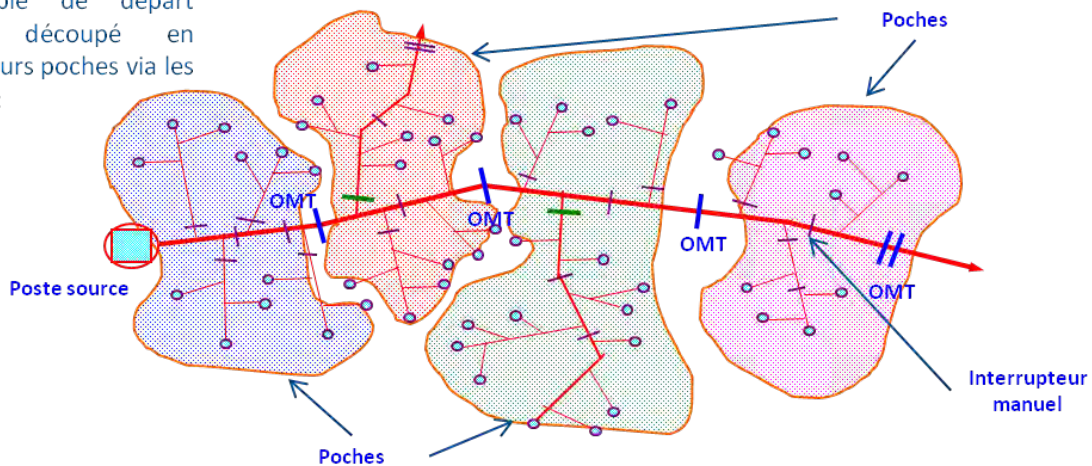
2.6 – Réactivité du réseau HTA

Le respect des seuils réglementaires et contractuels de qualité par client et l'obtention d'une qualité croissante en limitant le nombre de clients coupés sont deux axes majeurs de la politique mise en place par Enedis en matière de réactivité.

La réactivité du réseau HTA est ainsi assurée par des Organes de Manœuvre Télécommandés (OMT) permettant de modifier les schémas d'alimentation et de réalimenter des clients après incident. Ces OMT accompagnent les fonctions avancées de conduite (auto cicatrisation du réseau) permettant ainsi de réduire à la fois le nombre de clients coupés et le temps de coupure lors d'incidents HTA.

Les OMT, pilotés par l'Agence de Conduite Régionale, sont déployés par Enedis afin de limiter la taille des poches de clients entre deux OMT.

Exemple de départ HTA découpé en plusieurs poches via les OMT :



Des actions de maintenance préventives et pluriannuelles garantissent le maintien en condition opérationnelle de ces organes (par exemple batteries ILD, liaisons télécoms, entretien mécanique).

La réactivité sur incident est aussi améliorée par :

- l'augmentation du nombre de départs HTA par restructuration du réseau,
- la diminution des longueurs des départs par changement du schéma de conduite (cf. action sur les départs HTA longs de la concession).

La réactivité des départs HTA alimentant le territoire du SDEEG fait l'objet d'un plan d'action afin de créer ou renouveler les OMT. Sur les 401 départs HTA alimentant la concession SDEEG, 78 départs soit 95 poches sont référencés dans ce plan. 40 départs soit 48 poches font l'objet d'un investissement décidé à fin 2018, pour réalisation au plus tard pour 2020, soit la réalisation de la moitié du plan d'action en deux ans. Ce plan d'action sera mis à jour périodiquement.

2.7 – Taux de reprise des postes sources de la concession- projet ZUD (Zone Urbaine Dense)

Même s'ils sont peu fréquents, les incidents de grande ampleur provoqués par la perte d'un poste source peuvent avoir un impact fort sur la qualité de fourniture des zones urbanisées denses car la puissance non reprise par les postes environnants peut être importante.

Ces incidents font suite en général à un incident climatique (ligne HTB, poste source) soit à un aléa technique au sein même du poste source.

Le projet ZUD s'attache à traiter la sûreté des postes sources alimentant les grandes agglomérations telles que les communes de la Métropole de Bordeaux.

Deux types d'actions sont menés pour :

- Minimiser le risque de perte totale du poste source en les fiabilisant (ex : analyse sur la propagation d'un incendie, modes communs, ...),
- Limiter les conséquences de la perte totale d'un poste source quand elle se produit, et ce en le sécurisant par le réseau HTA provenant des postes sources environnants, en utilisant le plus possible les automatismes du réseau.

La cible donnée par ce projet à l'échelle Nationale est de limiter, pour tous les postes sources alimentant une grande agglomération, la puissance non reprise en 2025 entre 10MW pour la zone 4 et 20MW pour la zone 3 (cf. ci-dessous pour la définition des zones) et un taux de reprise par les automatismes du réseau d'a minima 40%.

zone ❶ - agglomérations de moins de 10 000 habitants,

zone ❷ - agglomérations de 10 000 à 100 000 habitants,

zone ❸ - agglomérations de plus de 100 000 habitants hors communes de plus de 100 000 habitants et banlieue parisienne,

zone ❹ - communes de plus de 100 000 habitants et proche banlieue parisienne.

Les postes sources relevant de la sécurisation des zones urbaines denses et ayant des interactions avec le territoire du SDEEG sont illustrés ci-dessous.



Pour information, à fin 2018, vous trouverez dans le tableau ci-dessous l'état des postes sources de la concession SDEEG couverts par le projet ZUD.

libellé PS	puissance non secourue (MW) à date	Taux de reprise par télécommande à la date de l'onglet
BOUSCAT	0,0	66%
CENON	16,5	58%
FLOIRAC	5,0	66%
IZON	13,0	44%
STE EULALIE	10,0	45%
TALENCE	8,1	48%

2.8 – Evaluation de la tenue globale de la tension sur les réseaux publics de distribution d'électricité

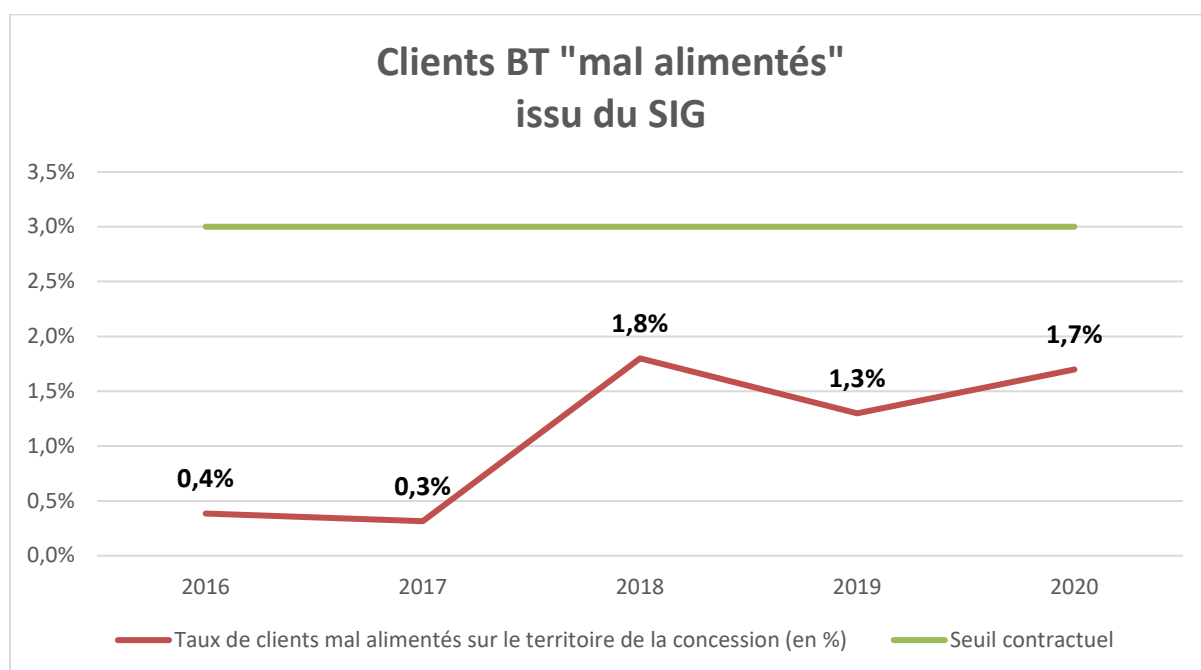
Le code de l'énergie fixe les objectifs en termes de tenue de tension. Les évaluations annuelles s'appuient sur des méthodes et outils validés par la DGEC. Ceux-ci ont été affinés au début d'année 2019 pour répondre aux attentes exprimées par les AODE. L'amélioration porte sur l'intégration de la production BT et sur la fiabilisation des historiques de consommation des clients équipés de compteurs Linky, comme des profils de charge. L'inventaire des clients et départs mal alimentés (CMA / DMA) sur l'exercice 2018 est donc réalisé sur une base encore plus robuste, mais introduit une rupture dans la chronique des indicateurs afférents.

Tenue de tension

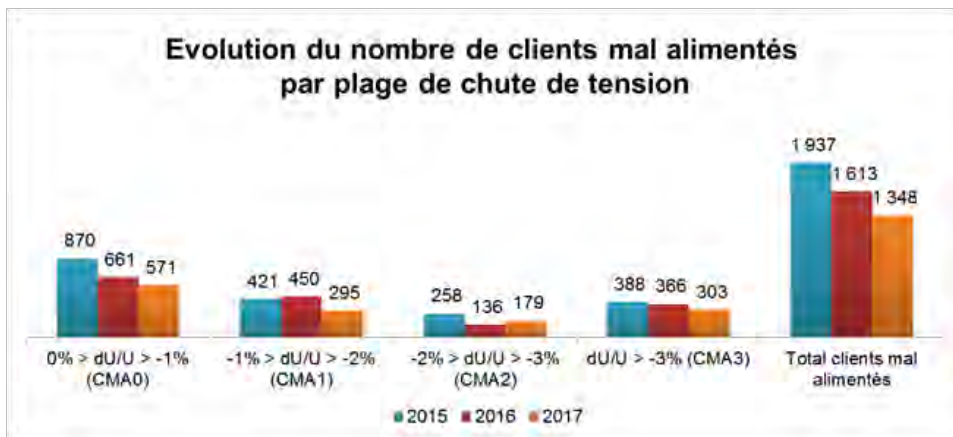
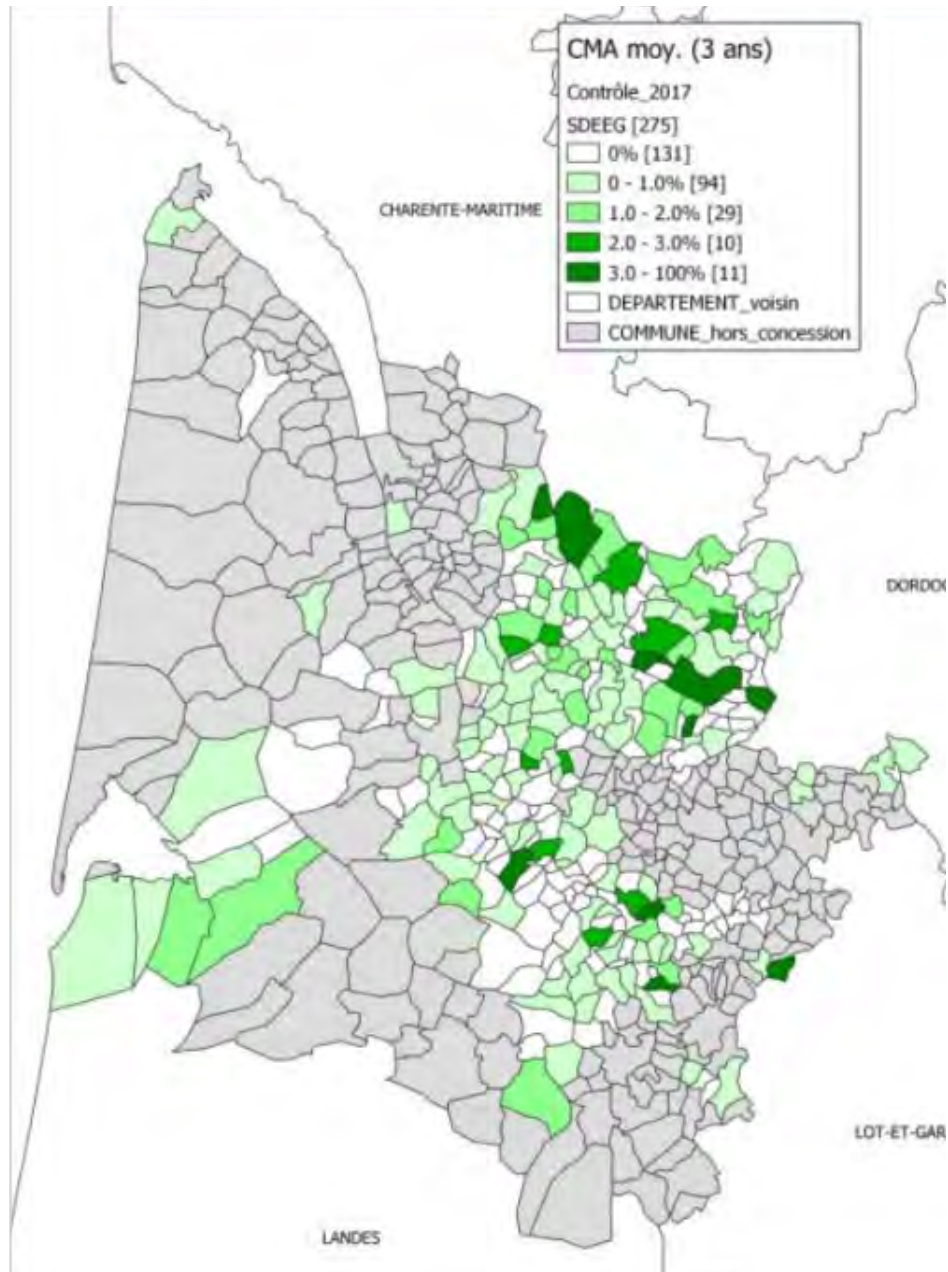
La qualité de tension se mesure essentiellement à partir d'un indicateur appelé « Nombre de clients Mal Alimentés » (CMA).

En basse tension, un client est dit « Mal Alimenté » lorsque la tension délivrée ne correspond pas à la plage de variation admise par la réglementation (+/- 10% par rapport à la tension nominale de 230V).

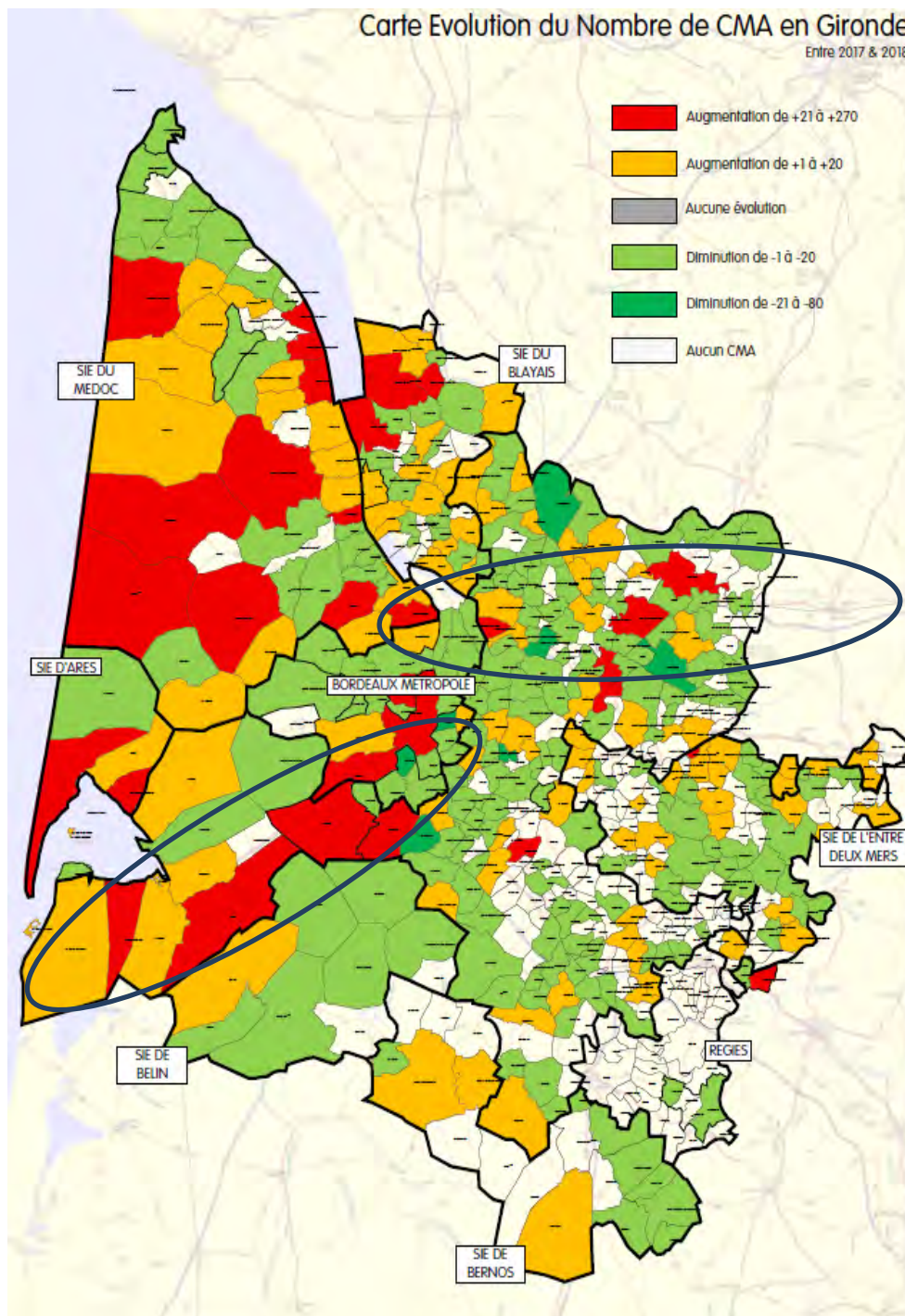
Le décret n°2007-1826 du 24 décembre 2007 et son arrêté d'application du 24 décembre 2007, modifié par l'arrêté du 16 septembre 2014, fixent les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux d'électricité. (Article L.322-12 du code de l'énergie). En particulier le seuil de dépassement du décret en matière de tension est fixé à 3%.



L'histogramme et la carte ci-après, fournis par le SDEEG, précise la catégorisation des CMA et leur localisation en moyenne sur les années 2015 à 2017.



L'analyse de la variation de stock des CMA montre une certaine corrélation avec les zones en fort développement le long des deux axes de circulation, la A63 vers le Bassin d'Arcachon, l'axe Bordeaux – Libourne – Périgueux.



Départs HTA en chute de tension

%	2016	2017	2018	2019	2020
$\Delta U > 9$	4	3	2	1	0
$7 < \Delta U < 9$	8	8	5	1	3
$5 < \Delta U < 7$	13	23	10	14	7
Total	25	34	17	16	10

Dans le cadre de son plan de tension global du réseau en concession, Enedis a défini comme valeur repère, 5% de chute de tension sur un départ HTA. L'objectif, fixé depuis 2012, est de réduire de moitié le nombre de départ dépassant cette valeur repère de 5% de chute de tension.

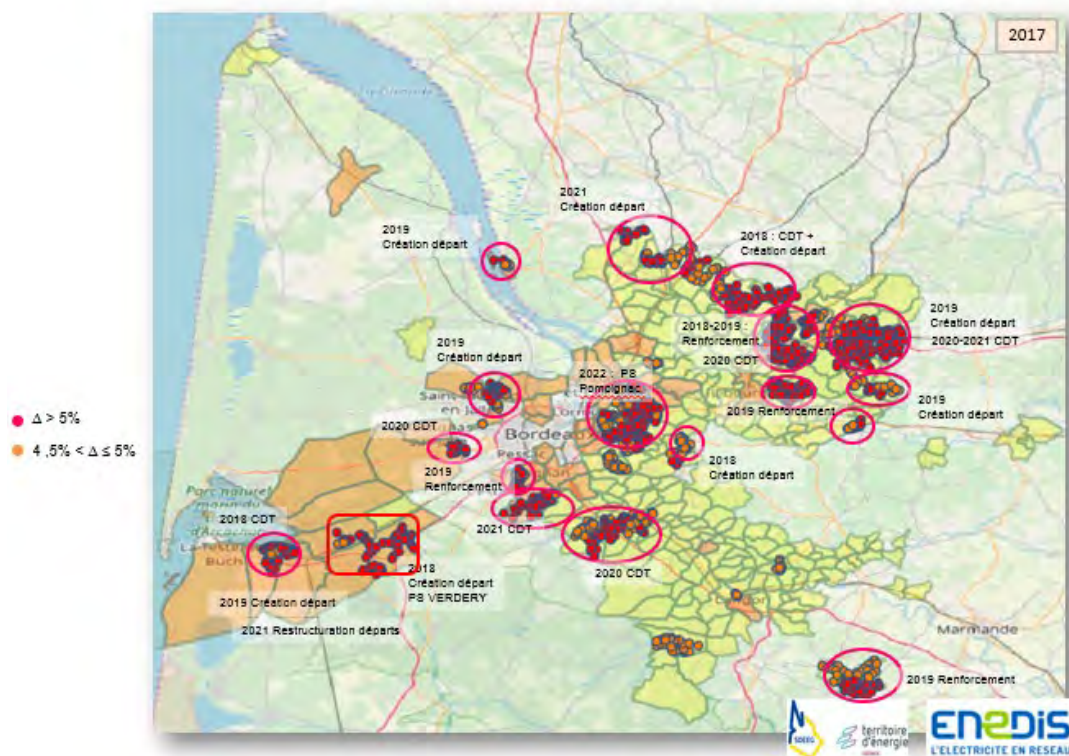
Un départ HTA au-dessus de 5% ne génère pas forcément de CMA BT. De plus, lorsqu'un départ est réputé en chute de tension (> 5%), ce n'est pas la totalité des postes HTA/BT du réseau qui est concernée, mais parfois que quelques postes. Ces deux paramètres permettent de prioriser/relativiser le traitement des départs HTA.

Enedis a mis en place un plan d'action (cf. tableau et cartes ci-après). Compte tenu de l'attractivité du département qui se traduit à la fois sur le rythme soutenu de raccordement et le traitement permanent des contraintes électriques des ouvrages, il convient de rester durablement mobilisé sur la réduction des départs en chute de tension et garantir une capacité adaptée du réseau.

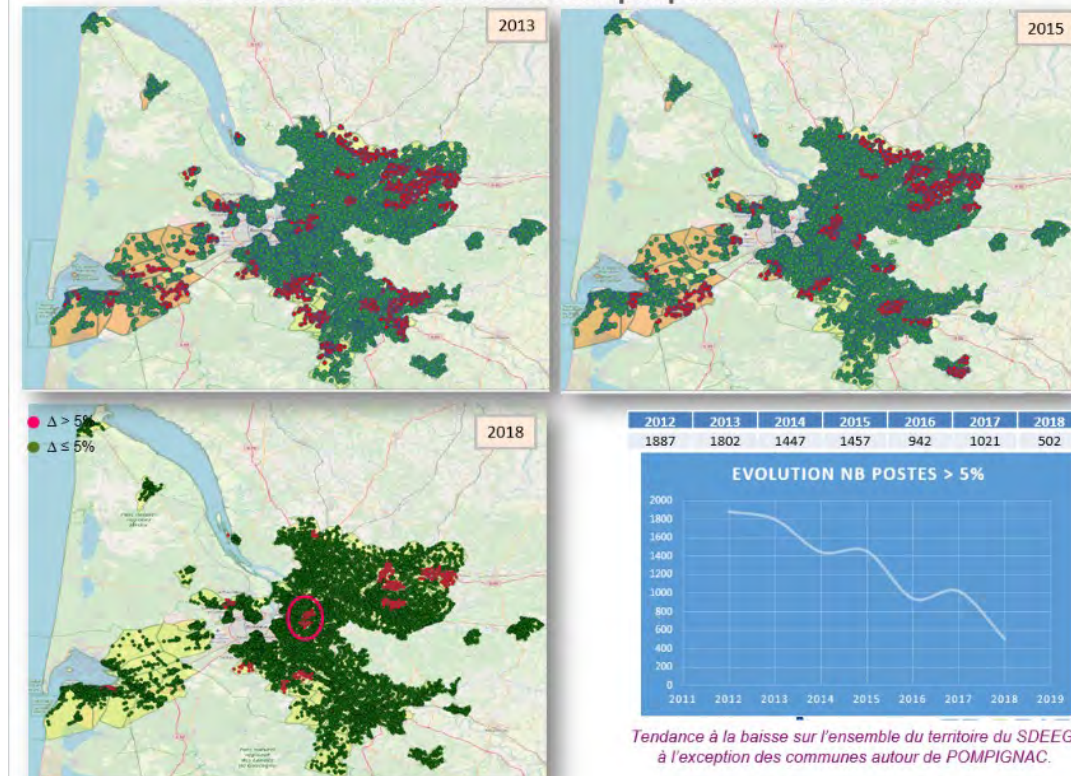
Pour illustrer cette situation particulière à la Gironde, 8 départs HTA ont une chute de tension maximum comprise entre 4,5% et 5% à fin 2020.

Nom Poste Source	Nom départ HTA	chute de tension par départ	Action
POMEROL	LUSSAC	8,74%	CDT
VILLENEUVE-DE-BLAYE	ST.MARTIN	7,24%	Dédoublement
MARTILLAC	ST.SELVE	7,04%	CDT
IZON	BEYCHAC	6,62%	PS Pompignac
MARTILLAC	LEOGNAN	6,40%	CDT
BESSANGES	CAMPS	5,87%	Dédoublement
BESSANGES	ST.SEURIN	5,76%	CDT
SECARY	CAZANOVAS	5,74%	Modification Schéma
STE EULALIE	BERGEON	5,23%	Dédoublement
PESSAC	CIGOGNE	5,21%	Renforcement + CDT

Travaux HTA – Résorption Postes en écart au seuil 5%

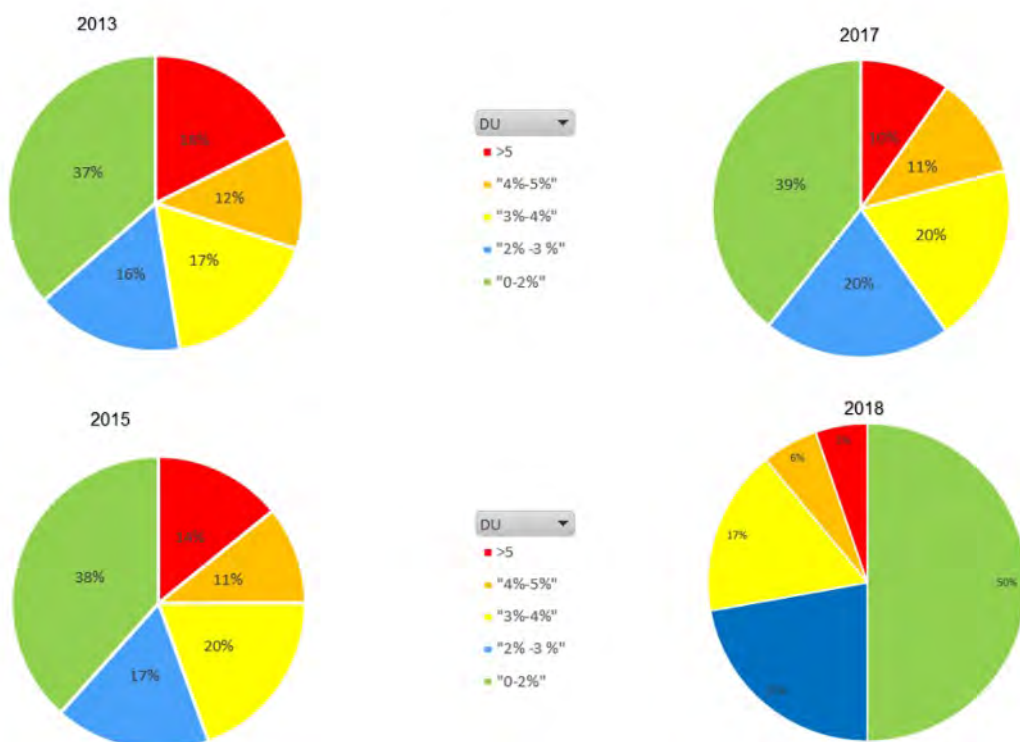


Evolution de la chute de tension par poste HTA-BT 2013- 2018



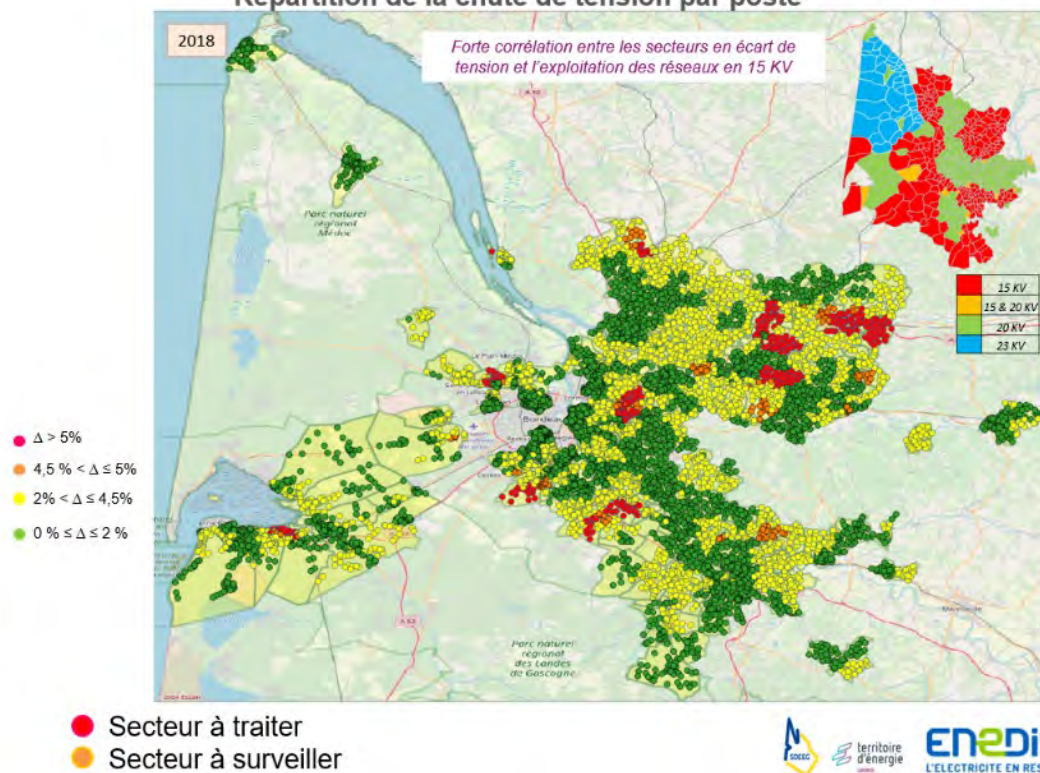
Seule une zone se dégrade, autour de Pompignac (cf. rond rouge ci-dessus). Cette zone sera traitée intégralement à la mise en service du poste source de Pompignac (cf. §1.4). L'indicateur du nombre de postes HTA/BT ayant une chute de tension > 5% a diminué de moitié en 5 ans.

Répartition des chutes de tension par poste



On retrouve dans la répartition de chutes de tension par poste HTA/BT le même phénomène observé par départ HTA. 23% de postes HTA/BT sont près de la limite des 5%. Compte tenu du fort développement, une attention particulière est nécessaire malgré une tendance baissière en 2018.

Répartition de la chute de tension par poste



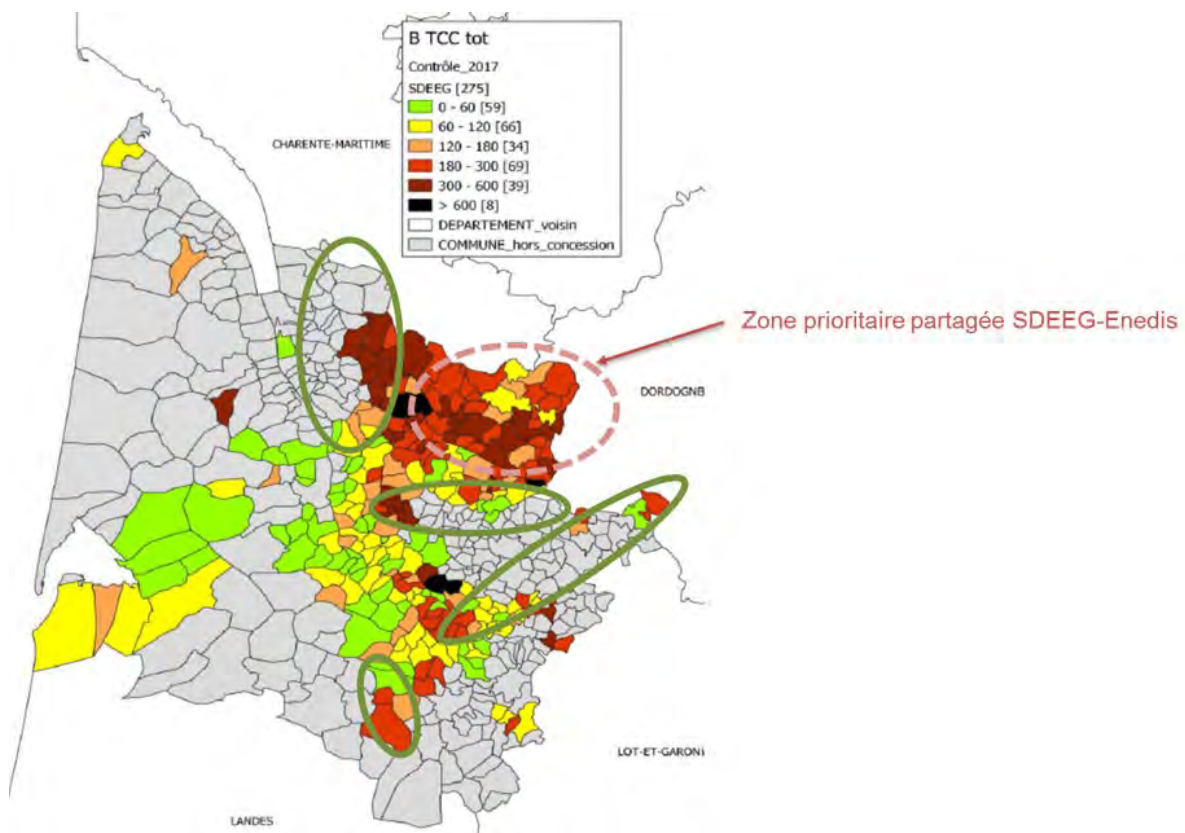
3 – Analyse technique du réseau

3.1 – Réseau HTA à fiabiliser et à désensibiliser vis-à-vis du risque climatique

De façon générale, le territoire de la concession du SDEEG, à l'image de la Gironde, est soumis à des aléas climatiques récurrents et d'intensité notable. La façade atlantique est balayée par des tempêtes ou coup de vent durant l'hiver, dont la violence atteint facilement l'intérieur des terres, occasionnant des dégâts en plaine comme en zone boisée. Les orages estivaux, outre les problèmes de foudroiement sont accompagnés de rafales localement dévastatrices.

La **zone EST** de la concession est la plus sensible aux risques climatiques. Il est apparu nécessaire de la classer comme prioritaire, à la lumière de plusieurs analyses.

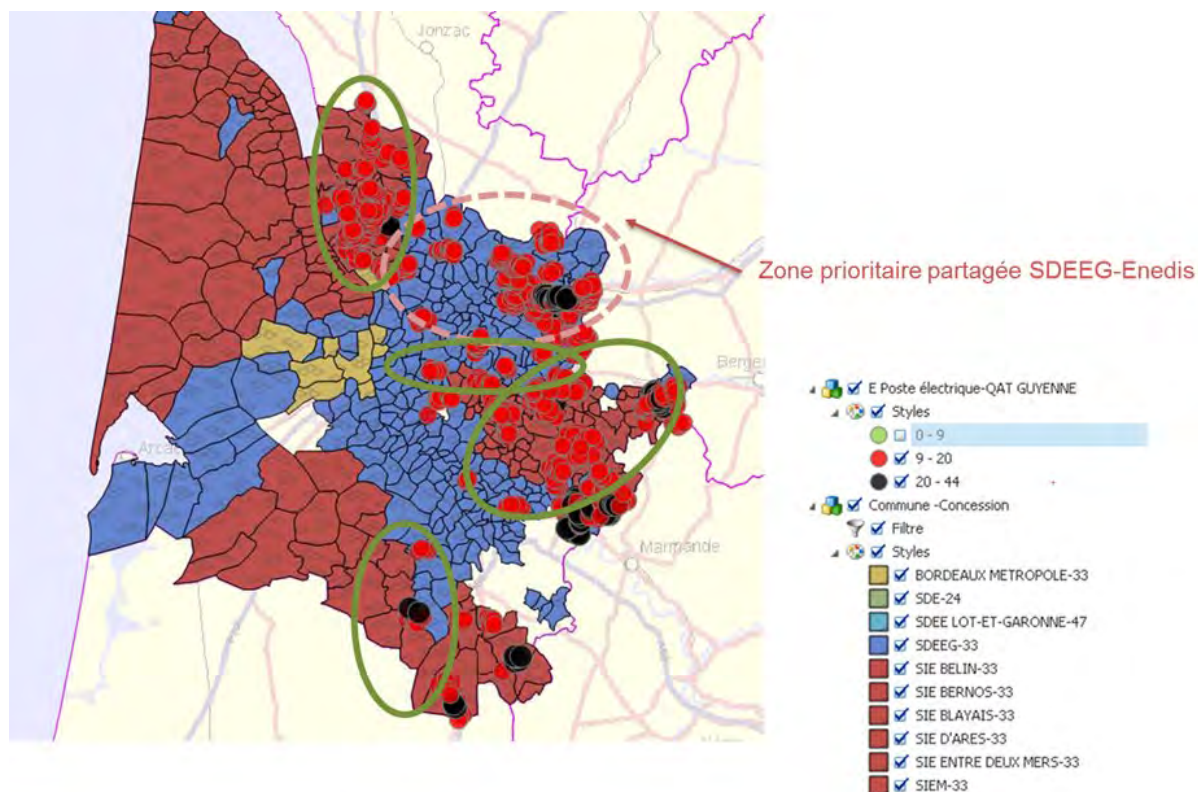
Tout d'abord, la représentation géographique du critère B calculé par commune en 2017 (réalisée par le SDEEG) fait clairement ressortir la zone de l'Est Libournais.



Cette approche a été complétée sur la partie « Guyenne » du département de la Gironde, c'est-à-dire sa moitié Est, par l'approche de la méthode QAT. A titre de comparaison, le volume de réseaux analysé est sensiblement le même que celui du Lot et Garonne.

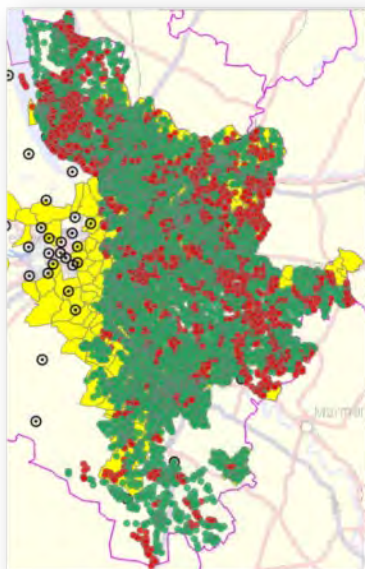
L'approche par la méthodologie QAT permet de cibler à nouveau la zone de l'Est Libournais, et elle met également en exergue les zones limitrophes appartenant aux SIE Blayais, Entre Deux Mers principalement.

La carte fait apparaître les postes HTA/BT ayant une probabilité de dépasser le décret qualité > 10%, limite considérée dans nos calculs comme permettant de cibler avec efficacité les postes à désensibiliser.

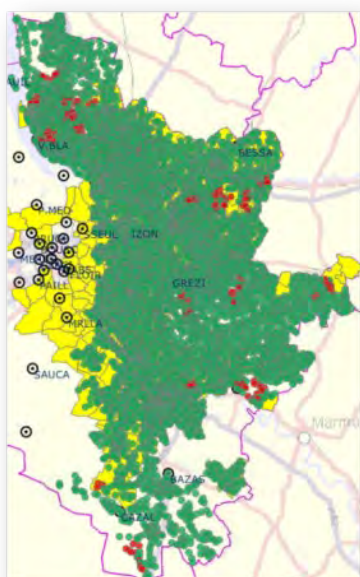
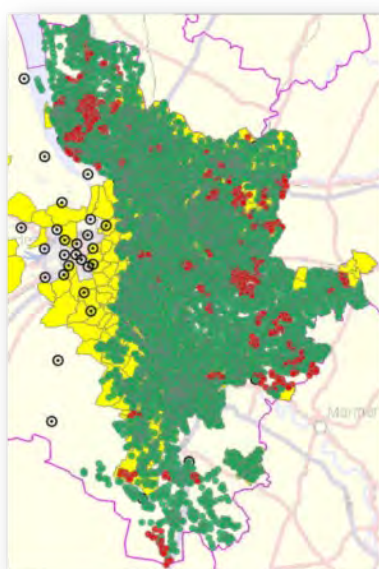


La probabilité de dépassement peut se visualiser également par tranche de probabilité de dépassement au niveau des postes HTA/BT (cf. 3 cartes ci-après). La zone de l'Est Libournais possède les postes ayant la plus forte probabilité de dépassement de cette zone Est. Elle côtoie la zone du Blayais et la zone de l'Entre Deux Mers.

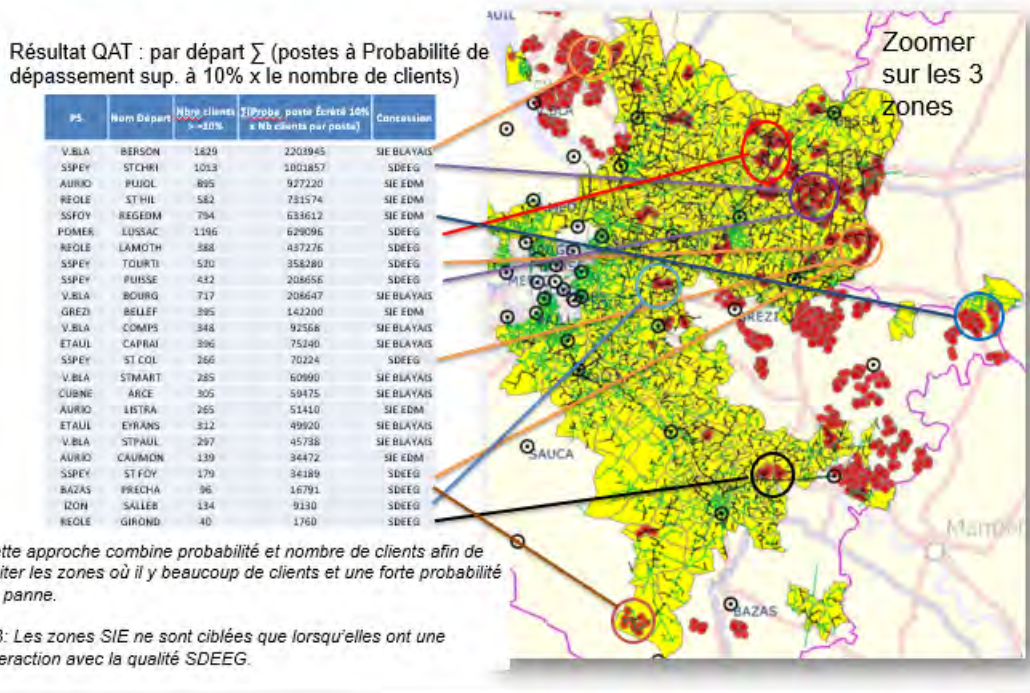
Postes supérieurs à 5%



Postes supérieurs à 10%



L'engagement des travaux sur cette zone est hiérarchisé à la fois en fonction de la probabilité de dépassement du Décret Qualité et du nombre de clients impactés.



Sur les communes urbaines de la concession, hormis la situation particulière de Langon, le réseau HTA est peu contributif au risque climatique.

En particulier, les communes SDEEG autour de Bordeaux comptent un réseau HTA aérien très modeste, principalement situé sur les communes à l'extérieur de la rocade et sur l'extérieur de celles-ci. Ce réseau très peu, voire jamais, soumis aux risques climatiques.

3.2 – Réseau HTA & BT souterrain de technologie CPI ou anciennes générations

La technologie des câbles souterrains, qu'ils soient HTA ou BT, a considérablement évolué à la fin des années 80. Les câbles à isolation synthétique (ou câbles secs) ont remplacé les premiers câbles dont l'isolation était constituée de nombreuses couches de papier imprégné d'huile (CPI). Plus simples à mettre en œuvre et à entretenir, les câbles synthétiques ont rendu la mise en souterrain rentable et possible bien au-delà des centres urbains historiques où les premiers câbles CPI avaient été posés.

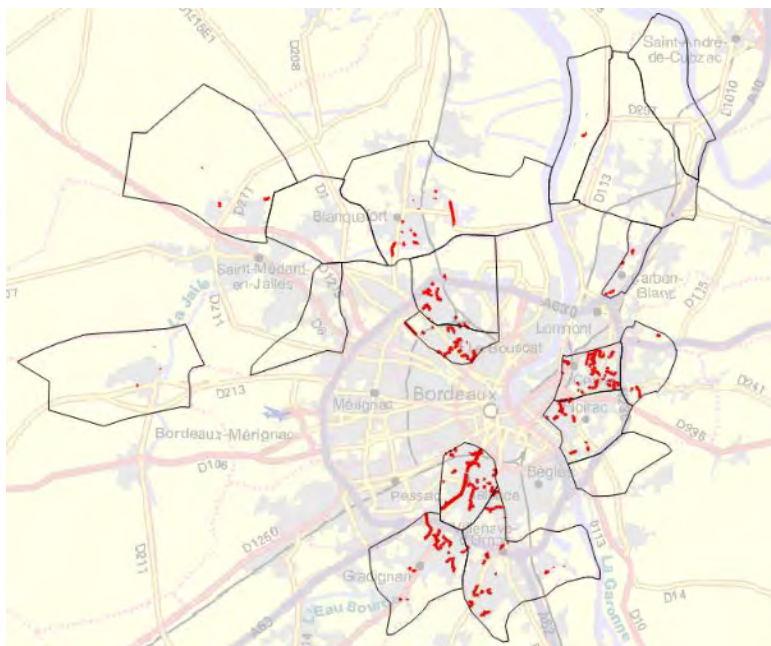
Bien que leur exploitation soit parfaitement assurée par Enedis, ces câbles CPI, de part leur constitution et l'évolution du sous-sol dans lequel ils sont posés, présentent à date un risque de défaillance supérieur aux câbles synthétiques et font l'objet d'une analyse spécifique dans les zones où ils se trouvent. En HTA, Enedis estime leur taux d'incidents de 10 à 12 incidents aux 100 km soit 3 fois plus qu'un câble synthétique.

De même, la technologie de câbles BT dite à neutre périphérique, abandonnée depuis plusieurs années, fait l'objet d'une surveillance accrue, pour des raisons analogues.

Détail du patrimoine HTA CPI

	Stock de CPI HTA (km)	Priorité CPI HTA (km)
SDEEG Communes Urbaines	19,2	10
SDEEG Communes Métropole	65,9	11
SDEEG Communes Rurales	9,1	3
Total	94,2	24

Sur la zone historique autour de Bordeaux Métropole (18 communes SDEEG), 65,9 km sont identifiés.



Communes Métropole	Stock de CPI HTA (en m)
TALENCE	17 258
CENON	12 108
VILLENAVE-D'ORNON	7 317
GRADIGNAN	7 241
LE BOUSCAT	6 367
FLOIRAC	4 588
BRUGES	4 200
BLANQUEFORT	3 489
ARTIGUES-PRES-BORDEAUX	1 011
CARBON-BLANC	918
SAINT-AUBIN-DE-MEDOC	712
SAINT-LOUIS-DE-MONTFERRAND	365
AMBARES-ET-LAGRAVE	185
MARTIGNAS-SUR-JALLE	172
SAINT-VINCENT-DE-PAUL	7
Total général	65 938

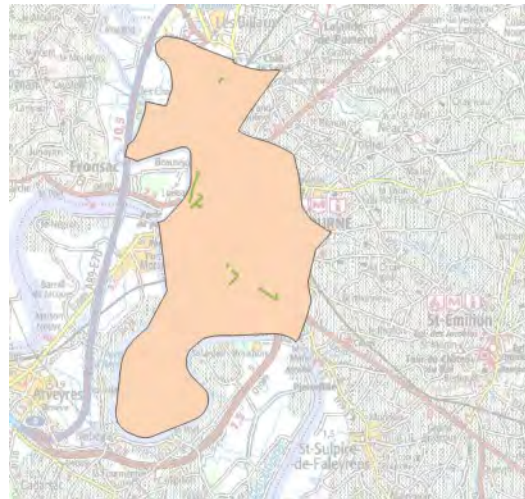
Les communes situées à l'intérieur de la rocade se sont développées dans les années 60-70 et possèdent la majorité des 65,9 km de CPI HTA.

La carte ci-dessous représente les incidents HTA entre 2013-2017 sur les 18 communes SDEEG de la Métropole, ce qui permet de prioriser les réseaux à renouveler.

Communes Urbaines	Stock CPI HTA (en m)
COUSTRAS	6 117
LIBOURNE	2 965
SAINT-LOUBES	2 004
LA TESTE-DE-BUCH	1 580
CANEJAN	1 524
LEOGNAN	1 291
BLAYE	918
SAINT-JEAN-D'ILLAC	687
LANTON	649
GUJAN-MESTRAS	470
SAINT-ANDRE-DE-CUBZAC	468
LANGON	257
TRESSES	238
MIOS	43
SAINT-SULPICE-ET-CAMEYRAC	12
Total général	19 224

Le croisement avec l'incidentologie permet d'identifier les réseaux à renouveler de façon prioritaire sur ces communes urbaines (hors Bordeaux Métropole).

La carte ci-dessous illustre par exemple la localisation des réseaux prioritaires sur Libourne :



Sur les communes rurales du SDEEG, 9,1 km sont identifiés

Communes Rurales	Stock CPI HTA (en m)
SOULAC-SUR-MER	2 518
CUBNEZAIS	1 164
VAYRES	787
LA BREDE	431
CASTILLON-LA-BATAILLE	401
ARVEYRES	323
SAINT-SEURIN-SUR-L'ISLE	309
CUBZAC-LES-PONTS	269
SAINT-MAGNE-DE-CASTILLON	265
SADIRAC	264
PORTETS	259
POMPIGNAC	235
CAVIGNAC	190
SAINT-SELVE	168
SAINT-CAPRAIS-DE-BORDEAUX	163
ABZAC	152
SAINT-SAVIN	143
CARIGNAN-DE-BORDEAUX	122
LATRESNE	102
CABARA	78
SAINT-EMILION	61
CAMBLANES-ET-MEYNAC	57
SAINT-PIERRE-D'AURILLAC	52
GIRONDE-SUR-DROPT	48
LANGOIRAN	47
LALANDE-DE-POMEROL	46
SAINT-GERVAIS	45
SAINT-MEDARD-DEYRANS	44
PESSAC-SUR-DORDOGNE	43
SAINT-GERMAIN-DU-PUCH	43
PODENSAC	34
ROQUEBRUNE	28
BONZAC	27
FARGUES-SAINT-HILAIRE	25
MONTAGNE	22
CAMIRAN	20
CASTRES-GIRONDE	20
Autres Communes	137
Total général	9 142

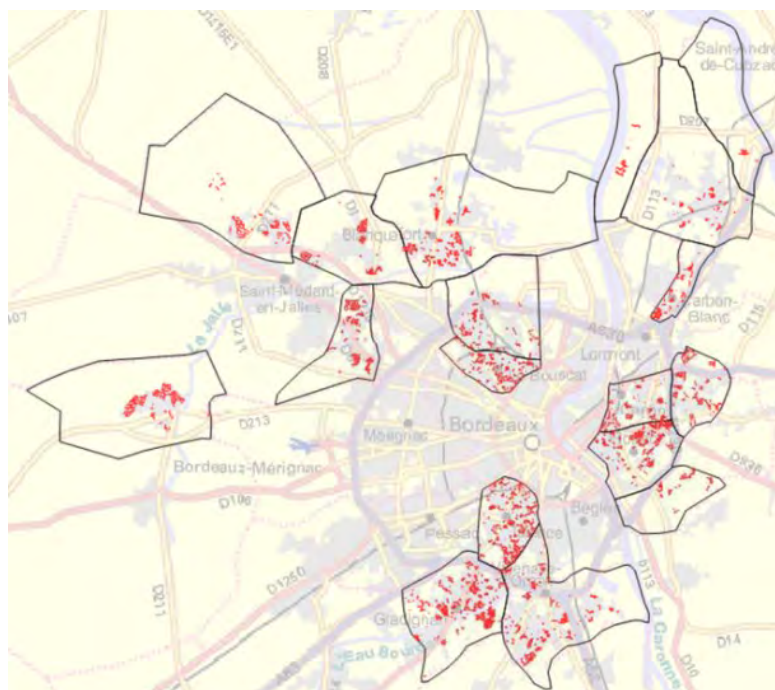
Par la même méthode que précédemment, on identifie, dans les tableaux ci-après, des priorités sur environ 0,5 km pour leur technologie et 2,5 km pour leur incidentologie.

Détail du patrimoine BT CPI & NP (neutre périphérique)

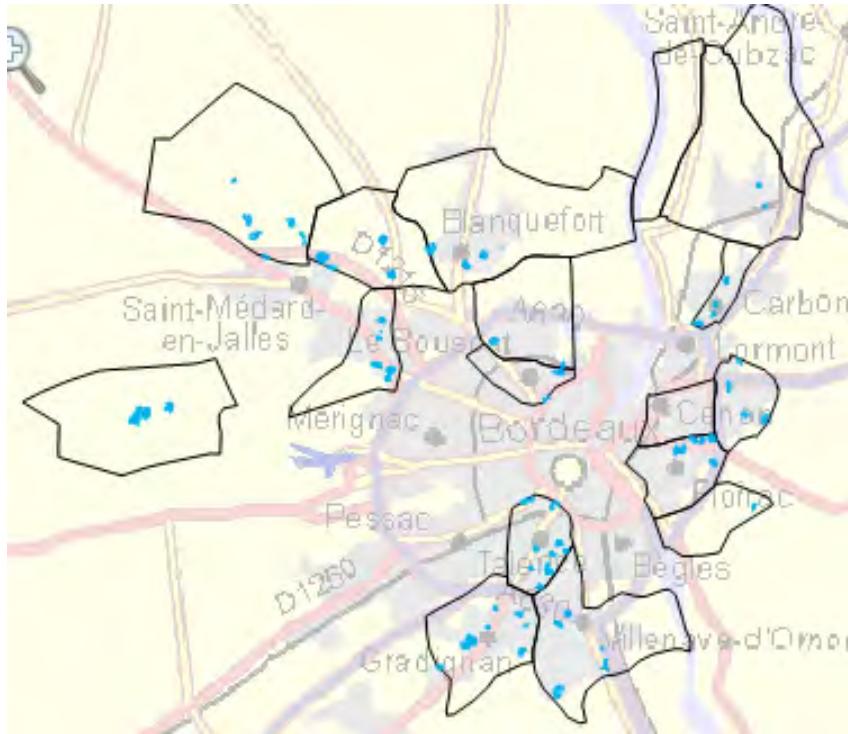
	Stock de CPI & NP BT (km)	Priorité CPI & NP BT (km)
SDEEG Communes Métropole	307	59
SDEEG Communes Hors Métropole	356	111
Total	663	170

Comme pour les réseaux HTA, le croisement avec l'incidentologie permet d'identifier les réseaux à renouveler de façon prioritaire (cf. méthodologie appliquée au renouvellement des réseaux souterrains).

Sur la zone historique des communes SDEEG autour de Bordeaux Métropole, 307 km sont identifiés.

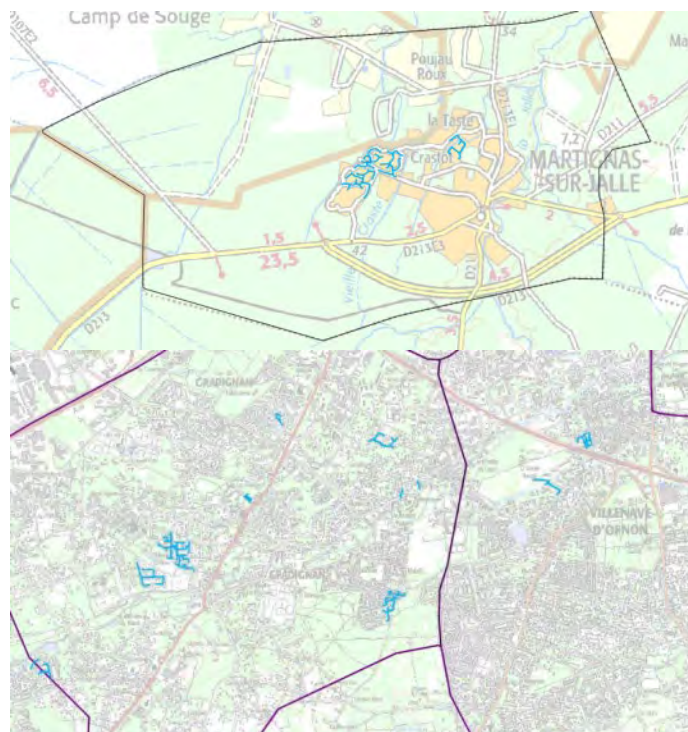


Communes Bordeaux Métropole	Stock CPI BT et NP
GRADIGNAN	42 853
TALENCE	40 145
FLOIRAC	28 527
VILLENAVE-D'ORNON	26 577
BLANQUEFORT	24 342
LE BOUSCAT	19 966
MARTIGNAS-SUR-JALLE	16 949
LE HAILLAN	16 289
BRUGES	14 478
ARTIGUES-PRES-BORDEAUX	13 752
CARBON-BLANC	11 204
CENON	11 141
LE TAILLAN-MEDOC	10 778
SAINT-AUBIN-DE-MEDOC	10 745
AMBARES-ET-LAGRAVE	7 599
BOULIAC	7 092
SAINT-LOUIS-DE-MONTFERRAND	3 526
SAINT-VINCENT-DE-PAUL	1 650
Total	307 613



Le stock de câbles CPI BT prioritaires est d'environ 59 km, déterminé à partir du croisement avec les zones à fort taux d'incidents.

Les cartes ci-après illustrent l'identification de ces réseaux prioritaires par exemple sur les communes de Martignas sur Jalles, Gradignan ou Villenave d'Ornon

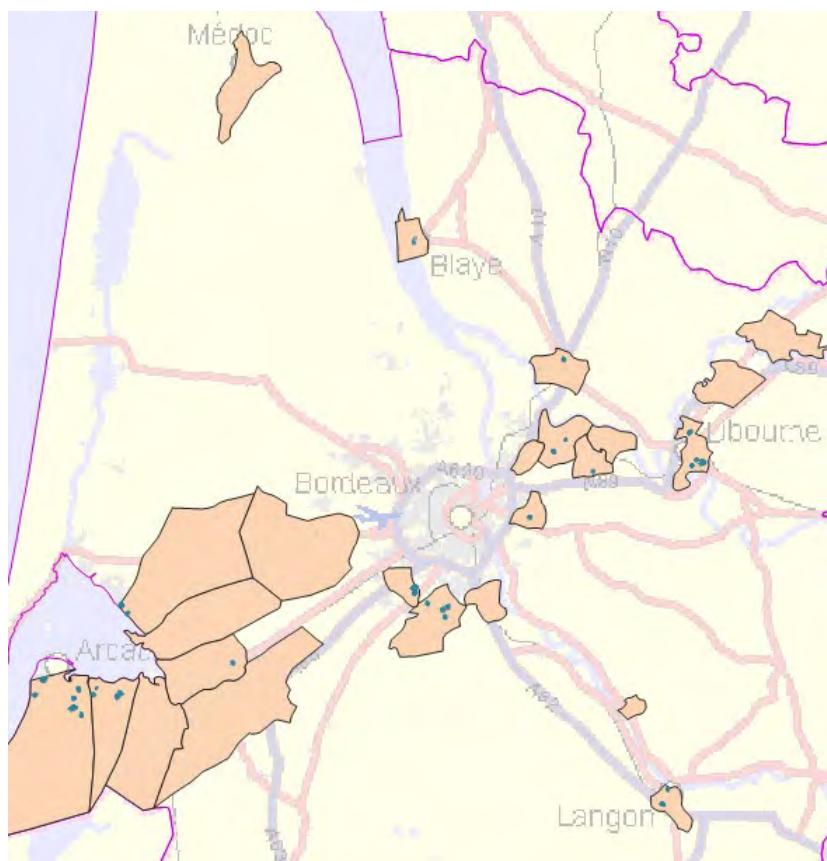


Sur les autres communes SDEEG, 356 km sont identifiés.

Pour les communes **urbaines** du SDEEG (hors Métropole), les priorités représentent 43 km.

Communes	Longueur de réseau
LA TESTE-DE-BUCH	10 368
LIBOURNE	6 281
LEOGNAN	5 522
CANEJAN	5 424
GUJAN-MESTRAS	3 788
LANTON	2 973
LANGON	2 287
SAINT-LOUBES	2 033
SAINT-ANDRE-DE-CUBZAC	1 203
TRESSES	1 114
SAINT-SULPICE-ET-CAMEYRAC	933
BIGANOS	751
BLAYE	503
SAINT-JEAN-D'ILLAC	30
Total général	43 210

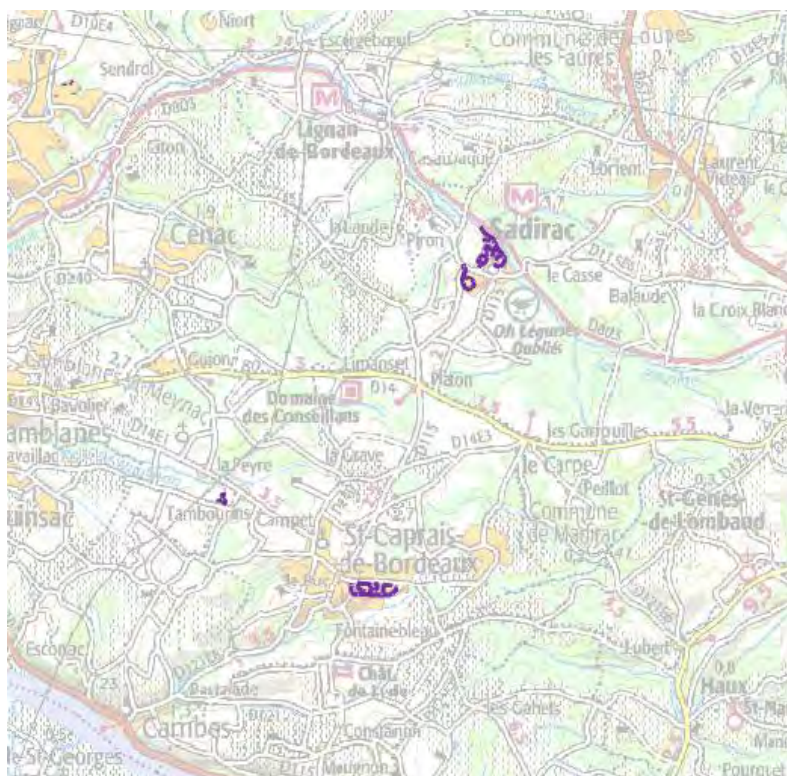
Illustration ci-dessous de l'incidentologie pour ces communes.



Pour les communes **rurales** du SDEEG, les priorités représentent près de 68 km.

Communes	Longueur de réseau
SAINT-CAPRAIS-DE-BORDEAUX	14 400
SADIRAC	11 070
MONTUSSAN	7 982
YVRAC	7 348
VAYRES	6 309
ARVEYRES	5 040
RIONS	3 680
BEYCHAC-ET-CAILLAU	3 490
CAMBLANES-ET-MEYNAC	3 045
CARIGNAN-DE-BORDEAUX	2 016
SAINT-YZAN-DE-SOUDIAC	1 632
SALLEBOEUF	900
SOULAC-SUR-MER	500
BONNETAN	444
Total général	67 856

L'incidentologie s'illustre par exemple ci-dessous pour Saint Caprais et Sadirac.



Méthodologie appliquée au renouvellement des réseaux souterrains HTA et BT.

Le renouvellement des câbles est un processus enclenché durablement et il s'appuie sur l'observation de l'obsolescence des ouvrages en conditions réelles d'exploitation.

Les anciennes générations de câbles (sensibles) constituent une partie de la cible en matière de renouvellement. Par exemple, les liaisons en câbles HTA CPI ont un taux de défaillance particulièrement élevé (> à 10 incidents/100 Km/an).

- Les 2/3 sont situées en zone d'alimentation urbaine et urbaine dense où la proportion de ces technologies est la plus importante.
- Les 2/3 des défaillances de matériel sur les anciennes technologies sont dues aux boîtes & accessoires (ex : boîte de jonction entre câbles de même nature ou de nature différente).

Pour autant, tous les câbles d'ancienne génération n'auront pas la même probabilité d'avoir un incident, car elle ne dépend pas uniquement de la technologie et donc de l'âge.

La méthode de priorisation s'appuie donc sur l'articulation optimale entre :

- Le risque théorique (technologie, âge, impact client, seuils contractuels ...),
- Les incidents constatés,
- Les fiches problèmes,
- Les travaux de voirie, acceptabilité externe du volume de chantiers, ...

En 2017, une nouvelle méthode d'analyse statistique prédictive permet de calculer la probabilité d'avoir un incident par tronçon de câble décrit dans la base de données.

Elle vise notamment à éviter les sur-incidents ou doubles défauts sur des câbles bien identifiés. Ces types d'incidents sont les plus pénalisants pour la qualité (temps de coupure) et donc confèrent une priorité dans le traitement des câbles concernés. Cette analyse vient compléter l'analyse habituelle basée sur l'observation de l'historique.

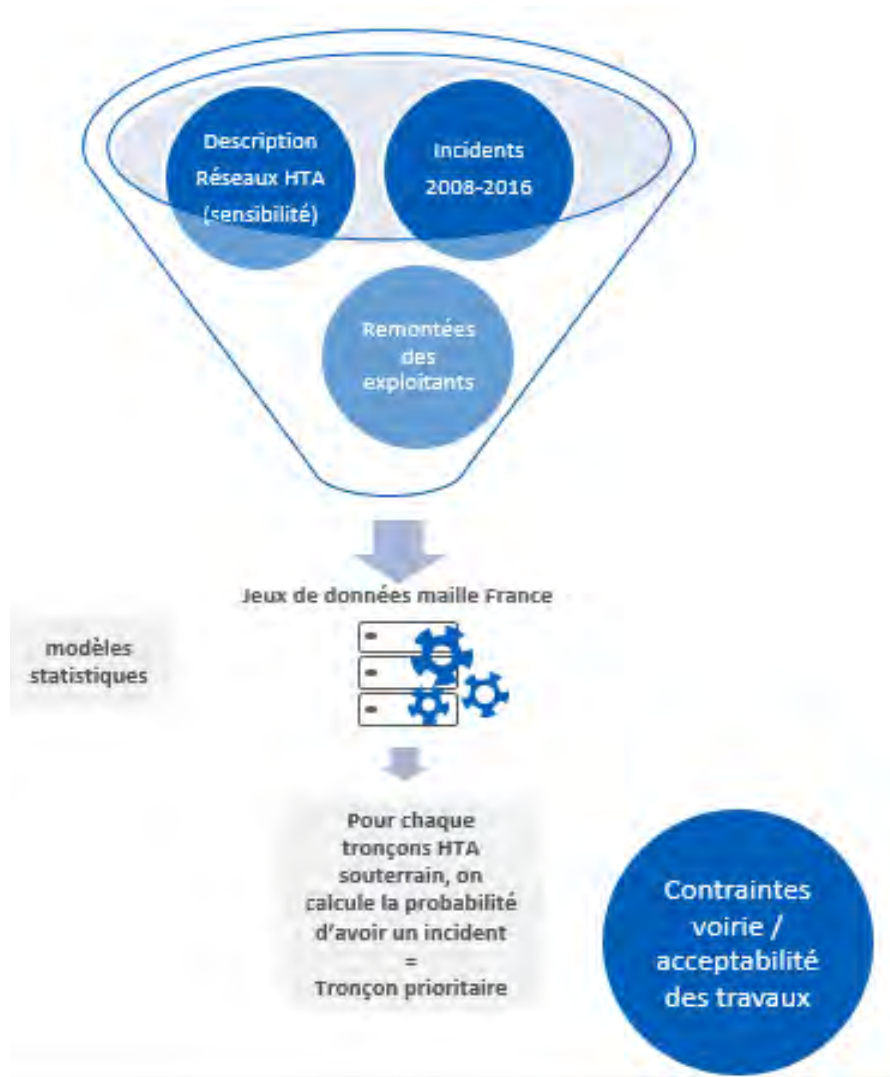
L'ensemble de ces méthodes de priorisation permet d'aboutir à la notion de **tronçons prioritaires puis d'ouvrages prioritaires** (notion de poste HTA/BT à poste HTA/BT). Le résultat de cette priorisation est publiable dans les SIG du SDEEG et d'Enedis, mais aussi à l'externe afin de partager cette information avec tous ceux qui réalisent des travaux dans les communes concernées (comme les autres concessionnaires comme GrDF, Régaz, Suez, ...).

La priorisation est mise à jour chaque année (fin du premier trimestre N pour N-1). A cette occasion la variation du stock de réseaux prioritaires est analysée : nature des entrants, type d'incidents, type de technologie, apparition d'une fragilité spécifique sur un composant, ...

Enedis étudie toutes les coordinations possibles, avec les critères suivants :

- Soit le réseau est prioritaire, et le réseau est renouvelé,
- Soit le réseau est sensible, et Enedis estime le risque de ne pas renouveler les tronçons impactés (type de technologie, impact clientèle, puissance aval, qualité observée sur les ouvrages concernés, avis de l'exploitant, approche statistique, ...)
- Dans le cas où seulement un des deux réseaux BT ou HTA est à renouveler sur l'emprise de la coordination, Enedis ne laissera aucun réseau sensible dans l'emprise de la coordination,
- Enedis proposera de renouveler les réseaux de poste à poste dans la mesure du possible afin de conserver une cohérence d'ouvrage et éviter de laisser ou de créer des points faibles,

Enfin, l'analyse tient compte de la particularité de certaines zones emblématiques comme les cœurs historiques des villes ou critiques en termes de sécurité ou de circulation. Dans ces zones, l'analyse de risque est systématiquement en faveur du renouvellement sauf cas particulier.



3.3 – Risque d'inondation des postes HTA/BT

L'inondation est une cause marginale d'incident sur les années 2017 à 2020.
Une étude est en cours pour vérifier la sensibilité des ouvrages concernés par les PPRI.

3.4 – Risque sur le réseau BT aérien

Le réseau BT Fil nu

Le réseau « fil nu » doit faire l'objet d'actions de désensibilisation, prioritairement sur le fil nu faibles sections. Ce patrimoine, surtout dans les écarts des villes, est sensible aux aléas climatiques et constitue une fragilité ayant toutefois peu d'impact sur le critère B (délais de réparation court, nombre de clients affectés faible). Le taux moyen d'incidents aux 100 km est de l'ordre de 15.

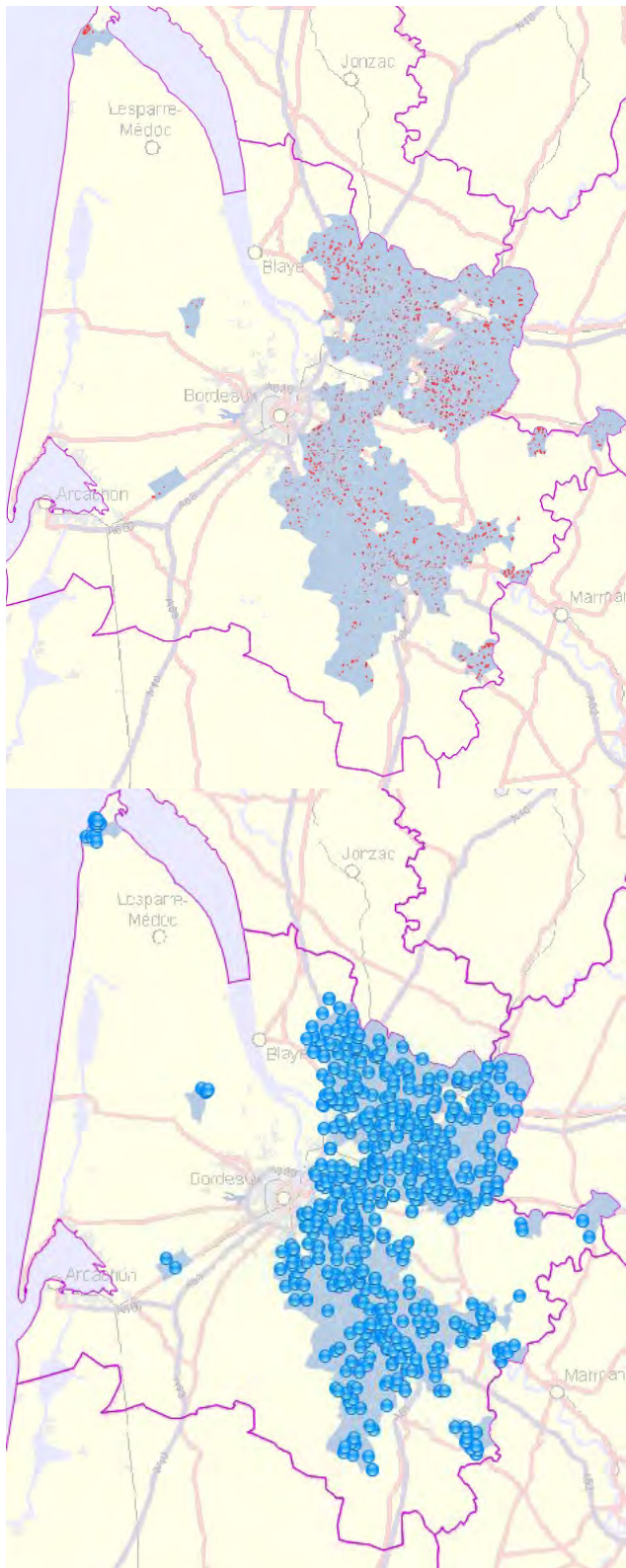
Analyse des communes rurales du SDEEG.

En dépit des programmes d'investissement lancés par le SDEEG en vue d'éradiquer les fils nus, le stock de réseaux BT aérien nu reste relativement important (286 km dont 150 km de faibles sections). On peut observer que certaines communes se caractérisent par un kilométrage de lignes en fils nus conséquent. Ce constat est d'autant plus préoccupant que l'environnement immédiat de certaines d'entre elle est soumis aux aléas climatiques : Soulac-sur-Mer et sa façade océanique, Grignols en zone boisée.

Ci-dessous les communes rurales ayant plus de 5 km de fils nus ou plus de 3 km de faibles sections.

Communes Rurales	Stock Fils nus (en m)	dont Stock Faibles sections (en m)
SAINT-EMILION	10 788	7 547
GRIGNOLS	7 405	3 753
SAINT-SAVIN	6 033	4 086
SOULAC-SUR-MER	5 790	1 953
SAINT-MARTIN-DE-LAYE	5 639	-
MONTAGNE	5 359	3 243

Même si le lien entre réseau aérien BT et incidentologie n'est pas systématique, la probabilité de recenser des incidents sur les communes alimentées en fils nus est établie. Ce constat doit inciter le SDEEG à poursuivre ses investissements pour sécuriser les réseaux BT, en remplaçant les fils nus par du câble torsadé, voire en procédant à la mise en souterrain. Les crédits FACE doivent permettre d'éradiquer une partie importante du stock de fils nus recensés en s'appuyant sur les incidents relevés par Enedis. L'effort du SDEEG doit donc se poursuivre pour fiabiliser le réseau grâce à un nécessaire maintien des crédits FACE, tranche SS et SF.



Carte des fils nus et des incidents BT sur les communes rurales

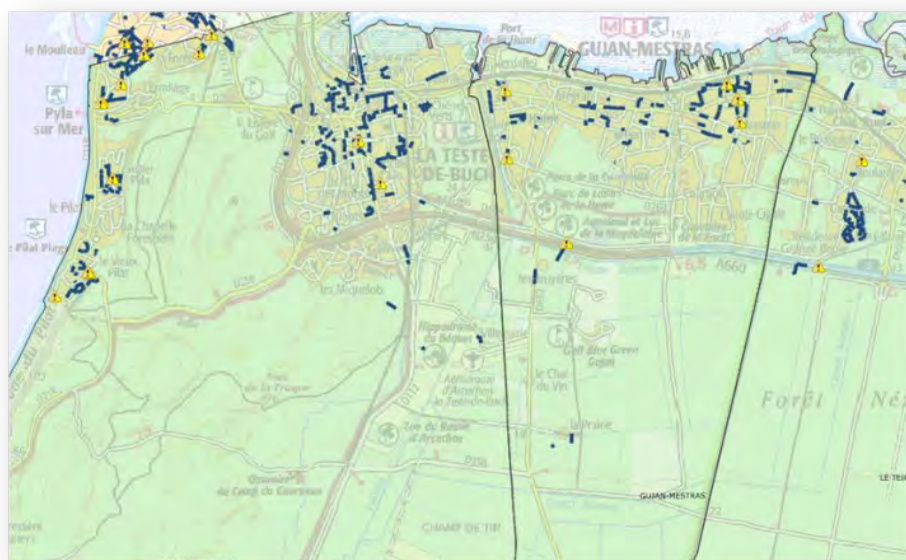
Analyse des communes urbaines du SDEEG hors Métropole.

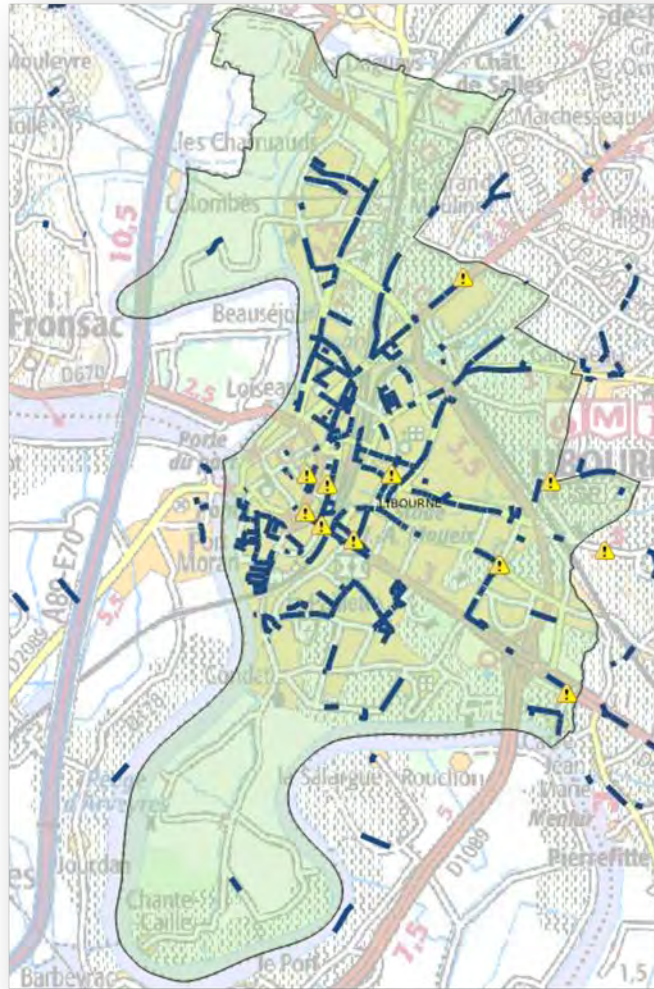
Environ 50 % du stock de fils nus (144 km dont 44 km de faibles sections) se situent sur 4 communes : Libourne, La Teste de Buch, Gujan-Mestras et Coutras.

Ci-dessous les 8 communes urbaines hors Bordeaux Métropole ayant plus de 5 km de fils nus ou 3 km de faibles sections.

Communes Urbaines hors BM	Stock Fils nus (en m)	dont Stock Faibles sections (en m)
LIBOURNE	31 394	3 987
LA TESTE-DE-BUCH	24 345	3 980
GUJAN-MESTRAS	9 789	2 890
COUTRAS	9 289	4 209
SAINT-ANDRE-DE-CUBZAC	6 531	4 241
LANGON	6 436	1 610
LE TEICH	5 315	1 282
SAINT-LOUBES	5 017	2 173

Cartes d'incidents sur les fils nus depuis 2014 sur La Teste, Gujan et Libourne.



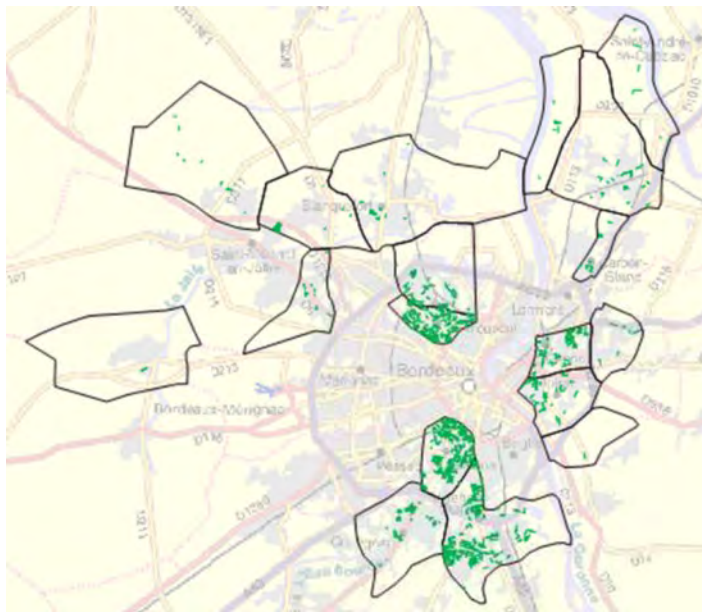


Analyse des 18 communes SDEEG sur la Métropole

Environ 50 % du stock de fils nus (150 km dont 14 km de faibles sections) se situent sur 2 communes : Talence et Villenave d'Ornon.

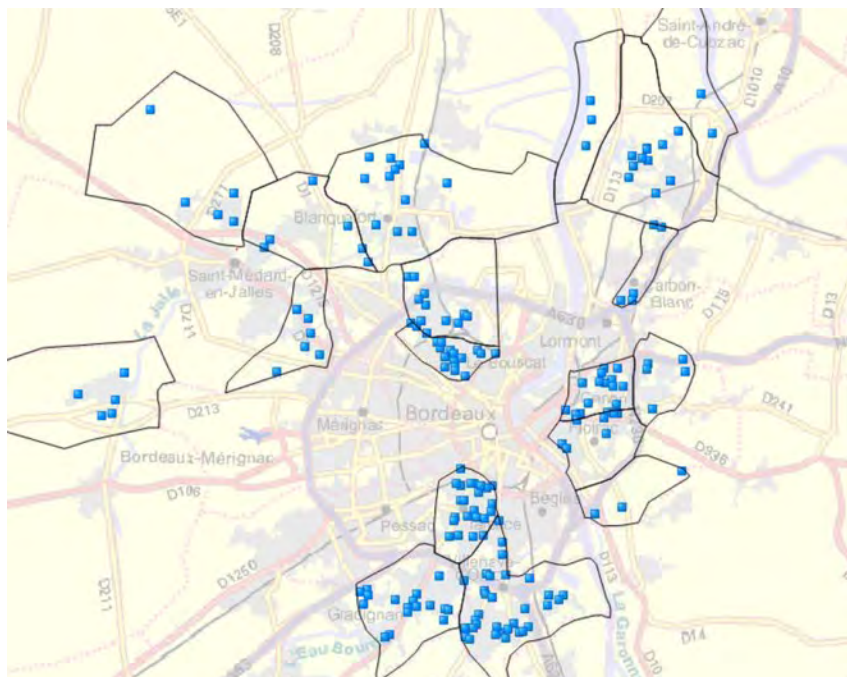
Ci-dessous les 8 communes urbaines de Bordeaux Métropole ayant plus de 5 km de fils nus ou 3 km de faibles sections

Communes Urbaines BM	Stock Fils nus (en m)	dont Stock Faibles sections (en m)
TALENCE	37 443	911
VILLENAVE-D'ORNON	37 400	4 966
LE BOUSCAT	22 162	519
CENON	11 344	559
BRUGES	8 332	804
FLOIRAC	7 607	666
GRADIGNAN	6 818	1 532



Communes Urbaines BM	Stock Fil nus (en m)
TALENCE	37 443
VILLENAVE-D'ORNON	37 400
LE BOUSCAT	22 162
CENON	11 344
BRUGES	8 332
FLOIRAC	7 607
GRADIGNAN	6 818
AMBARES-ET-LAGRAVE	3 795
LE TAILLAN-MEDOC	3 222
CARBON-BLANC	2 440
BLANQUEFORT	1 872
SAINTE-VINCENT-DE-PAUL	1 578
LE HAILLAN	1 547
ARTIGUES-PRES-BORDEAUX	1 533
SAINTE-LOUIS-DE-MONTFERRAND	1 425
SAINTE-AUBIN-DE-MEDOC	1 164
MARTIGNAS-SUR-JALLE	360
BOULIAC	276
Total général	150 318

Carte des incidents BT depuis 2016 sur les 18 communes urbaines de la Métropole.



4 – Conclusion de l'analyse du réseau de la concession

L'analyse réalisée dans les chapitres précédents a permis d'identifier plusieurs problématiques qui devront être adressées dans le Schéma Directeur des Investissements de la concession :

- Les chutes de tension des départs HTA, au travers du plan d'action présenté,
- La performance des réseaux HTA aériens, au travers des 4 zones prioritaires identifiées,
- La performance des réseaux HTA et BT souterrains, au travers des réseaux prioritaires identifiés,
- La performance des réseaux BT aériens en fils nus, au travers des réseaux prioritaires identifiés.

Pour les problématiques de performance, l'incidence sur le critère B est un inducteur évident, qu'il convient d'enrichir d'autres paramètres selon l'environnement dans lequel se trouvent ces réseaux – risque climatique (vent, végétation, inondation, ...), zone urbanisée, impact client – ou selon la technologie du réseau (faibles sections, neutre périphérique, papier imprégné, ...).

De façon générale, le diagnostic technique du réseau concédé par le SDEEG fait ressortir des grandes tendances qui sont résumées ci-après.

Forces

- Les postes sources sont fiabilisés et leur développement est planifié, que cela soit pour desservir les nouveaux projets et soutenir le développement que pour accueillir les nouvelles énergies renouvelables dans le cadre du S3REnR.
- Le critère B incident hors évènement exceptionnel est autour de 60 minutes, bien que le critère B toutes causes confondues soit au-dessus de la moyenne nationale.
- Le taux d'enfouissement des réseaux HTA est nettement supérieur à la moyenne nationale et progresse significativement chaque année grâce à un haut niveau d'investissement.

Faiblesses

- La végétation ainsi que les aléas climatiques sont des facteurs d'incident encore très marqués.
- Les réseaux BT en fils nus sont encore très présents en zone urbanisée.
- Les chutes de tension apparaissent mécaniquement avec le fort développement du territoire, phénomène identifié sur les réseaux BT comme HTA, en particulier ceux en 15 kV.

Risques

- Les câbles de technologie incidentogène sont implantés dans des zones où les travaux ne sont pas simples à programmer
- Le territoire reste soumis à de nombreux aléas climatiques (vent, foudre, inondation, canicule, ...)
- L'activité économique dynamique du territoire génère de nombreux travaux à proximité des ouvrages concédés et une probabilité élevée d'incident de tiers.
- La fiabilité du mode de calcul des Clients Mal Alimentés (en chute de tension) est contestée, sous-estimant selon le SDEEG la réalité physique.

Opportunités

- Le fort développement du territoire, tant pour les nouveaux usages que pour les nouveaux producteurs, permet le renouvellement des réseaux ou leur sécurisation.
- La volonté de co-construire un projet ambitieux et spécifique est partagé entre le concédant et le concessionnaire.

Conclusion

Le présent diagnostic technique partagé entre Enedis et le SDEEG découle d'une convergence de priorités sur la base d'ambitions qualitatives quant à la desserte du territoire concessif, ce qui permet ainsi d'appréhender l'élaboration d'un futur SDI/PPPI.

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)

La présente annexe est sans objet et ne figure pas au contrat lorsque l'autorité concédante n'assure pas la maîtrise d'ouvrage de travaux de raccordement ou qu'elle ne souhaite pas bénéficier du dispositif 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 (PART COUVERTE PAR LE TARIF)					
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) ❶ :		
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 ❶bis:			Taux de réfaction tarifaire applicable ❷ :		
Longueur du raccordement en mètres :					
Si écart entre ❶ et ❶bis supérieur à 10%, en donner les explications :			PCT demandée par l'autorité concédante en €: (❶ · ❷)		
Date d'établissement du bordereau (jj/mm/aaaa)					
Nom et signature du représentant de l'autorité concédante maître d'ouvrage :					
<small>(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</small>					
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.					

ANNEXE 3

CONTRIBUTION DES TIERS AUX FRAIS DE RACCORDEMENT SOUS MAITRISE D'OUVRAGE DU GESTIONNAIRE DE RESEAU DE DISTRIBUTION

La présente annexe définit les modalités tarifaires applicables, en vertu des dispositions de l'article 16 du cahier des charges de la concession, et de l'arrêté interministériel du 28 août 2007 fixant les principes de calcul de la contribution mentionnée aux articles 4 et 18 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, modifié par l'arrêté du 21 octobre 2009.

1. Le raccordement

Une opération de raccordement est un ensemble de travaux sur le réseau public de distribution et le cas échéant sur les réseaux publics d'électricité auquel ce dernier est interconnecté :

- nécessaire et suffisant pour satisfaire l'évacuation ou l'alimentation en énergie électrique des installations du demandeur à la puissance de raccordement demandée ;
- qui emprunte un tracé techniquement et administrativement réalisable, en conformité avec les dispositions du cahier des charges de la concession ;
- et conforme au référentiel technique publié par le gestionnaire du réseau de distribution.

L'opération de raccordement de référence représente l'opération de raccordement qui minimise la somme des coûts de réalisation des ouvrages de raccordement énumérés par les articles D. 342-1 et D. 342-2 du code de l'énergie, calculée à partir du barème en vigueur approuvé par la Commission de Régulation de l'Energie.

2. Le barème

Le gestionnaire du réseau de distribution établit un barème national comprenant des prix unitaires tenant compte des différents paliers techniques qu'il met en œuvre pour réaliser les travaux de raccordement. Ces prix unitaires peuvent être différents suivant les zones d'aire urbaine au sens de l'Institut national de la statistique et des études économiques (INSEE).

Le barème décrit et justifie les formules d'agrégation des différents coûts unitaires.

Le barème prévoit la possibilité d'utiliser pour certains ouvrages des coûts déterminés sur devis ou après une procédure de consultation. Il précise les caractéristiques des raccordements qui font l'objet de ces dispositions.

Les paliers techniques utilisés sont définis dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau de 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 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				
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

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	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	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 *	Utilisations Longues	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	Utilisations Moyennes		1,00	1,00	1,00	1,00
Calcul des dépassements				10,29	€/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 *	Utilisations Longues	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 *	Courtes Utilisations	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 A5 EJP
en France métropolitaine continentale**

Version	Prime fixe annuelle (€/kW)	Prix de l'énergie (c€/kWh)			
		Hiver		Eté	
		Pointe Mobile	Heures Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Moyennes Utilisations	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
Energie réactive			2,02	c€/kVArh	

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/kW) 5,76

**TARIFICATION A LA PUISSANCE
MAJORATION - MINORATION
EN EXTINCTION en France métropolitaine continentale**

Tension de livraison	Taux de correction (€/kW/an)
A	
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 prémunir l'opérateur contre des risques liés à l'inflation qui pèsent sur ses charges. Par ailleurs, les écarts entre les charges ou recettes prévisionnelles et celles effectivement réalisées font l'objet d'une correction *a posteriori* pour un nombre limité de postes prédéfinis. C'est pourquoi le TURPE, pluriannuel, prévoit une indexation annuelle selon des règles prédéfinies.

A la couverture de coûts et à la rémunération normale s'ajoute une rémunération de la performance, prenant diverses formes (bonus/malus, indemnités versées directement au client, indicateurs de qualité). En effet, l'article L. 341-3 du code de l'énergie dispose que « [la CRE] peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux (...) à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité ».

Structure tarifaire

L'article L. 341-4 du Code de l'énergie dispose que « la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national. Ils peuvent également inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe au niveau local. A cet effet, la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution peuvent, sous réserve d'assurer la couverture de l'ensemble des coûts prévue à l'article L. 341-2 et de manière proportionnée à l'objectif de maîtrise des pointes électriques, s'écarter pour un consommateur de la stricte couverture des coûts de réseau qu'il engendre ».

En termes de structure tarifaire, la CRE considère que le TURPE doit concilier plusieurs critères afin de répondre au mieux aux attentes des consommateurs et des fournisseurs :

- efficacité : un signal tarifaire reflétant les coûts engendrés sur les réseaux par chaque catégorie d'utilisateurs permet de réduire les coûts de réseaux à long terme car cette

information incite l'utilisateur à adapter son comportement de manière efficace pour le réseau, ce qui peut passer par des choix d'investissements de sa part. Le signal tarifaire assure ainsi une coordination entre les investissements réalisés par le gestionnaire de réseaux et ceux réalisés par les utilisateurs ;

- visibilité : le niveau de complexité des tarifs doit être adapté au type d'utilisateur du domaine de tension considéré. C'est pourquoi les tarifs proposés sont fondés sur un regroupement en une ou plusieurs plages temporelles ;
- cohérence : les différentes options proposées à un même utilisateur doivent refléter les coûts avec le même degré de finesse ;
- faisabilité : les tarifs doivent pouvoir être mis en œuvre sur les plans techniques et opérationnels ;
- progressivité : une évolution de la structure tarifaire engendre inévitablement des évolutions de factures pour certains utilisateurs. C'est en particulier le cas pour les utilisateurs dont les options tarifaires ne reflètent pas les coûts de réseau avec un haut degré de finesse. Le cas échéant, la CRE s'attache à ce que les modifications introduites par un nouveau tarif soient progressives, de façon à ce que l'ensemble des parties prenantes conserve une visibilité suffisante sur les évolutions tarifaires à venir.

ANNEXE 6

CATALOGUES DES PRESTATIONS ET DES SERVICES DU GESTIONNAIRE DU RESEAU DE DISTRIBUTION

Les offres de prestations annexes d'Enedis s'adressent à l'ensemble des acteurs du marché : fournisseurs d'électricité, clients finaux (consommateurs ou producteurs), que ces clients finaux aient fait valoir ou non leur éligibilité, responsables d'équilibre.

Afin de clarifier la compréhension de ses offres, Enedis les a regroupées au sein de quatre catalogues de prestations :

- Trois catalogues à destination des fournisseurs et clients finaux segmentés en :
 - o Particuliers ;
 - o Collectivités locales ;
 - o Entreprises et professionnels.
- Un catalogue à destination des responsables d'équilibre.

Trois catégories de prestations sont proposées dans les trois catalogues à destination des fournisseurs et clients finaux.

- Deux catégories relèvent de la compétence exclusive d'Enedis et concernent les prestations :
 - o réalisées sous le monopole de gestionnaire de réseau public d'Enedis (Catégorie 1) ;
 - o relevant du barème de facturation des opérations de raccordement des utilisateurs des réseaux publics de distribution d'électricité concédés à Enedis (Catégorie 3).
- Une catégorie autorise Enedis ainsi que d'autres acteurs compétents à réaliser des prestations dans un contexte concurrentiel (Catégorie 2).
Ces prestations (catégorie 2) sont alors décrites à la fin des sections consommateurs ou producteurs de chacun des trois catalogues concernés.

Les prestations peuvent être demandées directement par le client final disposant d'un contrat d'accès au réseau de distribution (CARD) ou par le fournisseur pour le compte du client final lorsque ce dernier dispose d'un contrat unique.

Dans certains cas (identifiés dans les fiches de prestations correspondantes), les prestations peuvent également être demandées par un tiers autorisé ou par le client final en contrat unique.

Les prestations sont réalisées les jours ouvrés (du lundi au vendredi hors jours fériés) et en heures ouvrées (définies selon les organisations locales). A titre exceptionnel, et dans la limite des disponibilités des équipes techniques, certaines prestations peuvent être programmées en dehors des heures ouvrées : elles donnent alors lieu à des majorations de prix reflétant les surcoûts de main d'œuvre engagés.

Une option «express», accessible en fonction des disponibilités des équipes techniques locales, est proposée pour certaines prestations.

Les prestations sont facturées :

- à l'acte pour les plus fréquentes ayant pu faire l'objet d'une normalisation ;
- sur devis pour celles n'ayant pu l'être.

Des frais sont appliqués par Enedis pour les cas suivants :

- annulation tardive d'intervention, moins de 2 jours avant la date programmée (frais de dédit) ;
- intervention qui n'a pas pu être réalisée du fait du fournisseur ou du client final (déplacement vain).

Ces principes de facturation sont susceptibles d'évoluer en fonction du contexte réglementaire ou législatif, ou suite à la demande du régulateur.

- **Les prestations facturées à l'acte :**

Ces prestations sont facturées suivant un barème préétabli.

Les prix indiqués :

- sont exprimés à la fois hors taxes et toutes taxes comprises et concernent les interventions réalisées en heures ouvrées ;
- ne comprennent pas les prix des matériels lorsque ces derniers doivent être fournis par le demandeur (ex : fourniture de transformateurs de courant).

L'option «express», proposée pour certaines d'entre elles, fait l'objet d'un complément de facturation qui s'ajoute au prix initial de la prestation et dont le montant figure au «tableau des autres frais».

- **Les prestations sur devis :**

Pour chaque demande de ce type, un devis est établi sur la base d'un canevas technique pour les opérations standards, ou sur la base des coûts réels pour les autres cas.

- **Les demandes effectuées en dehors des catalogues font également l'objet d'un devis.**

**La liste des prestations et services, ainsi que leur prix, est consultable
sur le site internet du gestionnaire du réseau de distribution : www.enedis.fr**

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 respectée sans effet dans un délai de trente jours.

Dans le cas particulier du non-paiement par le client des factures, EDF peut résilier le contrat conformément aux dispositions de l'article 7-4. Le contrat est résilié de plein droit en cas de résiliation du contrat conclu entre EDF et Enedis relatif à l'accès et l'utilisation du RPD.

• Dans tous les cas de résiliation

Le client reçoit une facture de résiliation dans un délai de quatre semaines à compter de la résiliation du contrat. Pour établir cette facture, les consommations font l'objet :

- soit d'un auto-relevé réalisé par le client le jour de la résiliation et communiqué à EDF,

- soit d'une estimation *pro rata temporis*, réalisée par Enedis, basée sur les consommations antérieures du client sur son point de livraison ou, à défaut d'historique disponible et exploitable, sur celles de points de livraison présentant des caractéristiques de consommation comparables (puissance, option tarifaire, zone géographique),

- soit d'un relevé spécial payant lorsqu'il est effectué à la demande du client (le prix figure dans le Catalogue des Prestations ou est obtenu sur simple demande auprès d'EDF).

Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les consommations sont celles télérelevées au jour de la résiliation. À défaut, les consommations font l'objet d'une estimation *pro rata temporis*, réalisée par Enedis ou d'un relevé spécial dans les mêmes conditions que ci-dessus.

Si à la date effective de la fin de son contrat, le client continue de consommer de l'électricité sur son point de livraison, il doit avoir conclu un nouveau contrat de fourniture d'électricité avec EDF ou tout autre fournisseur, prenant effet à cette même date. À défaut, il prend le risque de voir sa fourniture d'électricité interrompue. En aucun cas, le client ne pourra engager la responsabilité d'EDF ou celle d'Enedis pour toute conséquence dommageable de sa propre négligence et en particulier en cas d'interruption de fourniture.

4. CARACTÉRISTIQUES DES TARIFS RÉGLEMENTÉS

4-1 Choix et structure des tarifs réglementés

Les tarifs proposés par EDF sont fixés par les pouvoirs publics. Ils sont disponibles sur son site edf.fr 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/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 :

si la facture de résiliation fait apparaître un trop-perçu en faveur du client, EDF rembourse ce montant dans un délai maximal de quinze jours à compter de la date d'émission de la facture de résiliation.

• En cas de non-respect par EDF de ces délais : les sommes à rembourser seront majorées, de plein droit et sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités calculées sur la base d'une fois et demie le taux de l'intérêt légal appliqué au montant de la créance TTC. Le montant de ces pénalités ne peut être inférieur à 7,50 € TTC.

7-7 Impôts, taxes et contributions

Les prix afférents au présent contrat sont majorés de plein droit du montant des taxes, impôts, charges, redevances ou contributions de toute nature, actuels ou futurs, supportés ou dus par EDF dans le cadre de la production et/ou de la fourniture d'électricité, ainsi que de l'accès au réseau public de transport et de distribution et son utilisation en application de la législation et/ou de la réglementation. Toutes modifications et/ou évolutions de ces taxes, impôts, charges, redevances ou contributions de toute nature seront immédiatement applicables de plein droit au contrat en cours d'exécution.

8. RESPONSABILITÉ

8-1 Responsabilité d'EDF vis-à-vis du client

EDF est responsable des dommages directs et certains causés au client en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de la fourniture d'électricité, sauf dans les cas de force majeure.

8-2 Responsabilité du client vis-à-vis d'EDF et d'Enedis

Le client est responsable des dommages directs et certains causés à EDF en cas de non-respect de ses obligations contractuelles, sauf en cas de force majeure.

Le client est responsable en cas de non-respect et de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à Enedis suivant les modalités précisées dans l'annexe des présentes Conditions Générales.

9. DONNÉES À CARACTÈRE PERSONNEL

EDF regroupe dans ses fichiers 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/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/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'avéreraient 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/dgccrff/Consommation/faq-sur-ouverture-des-marches-electricite-et-gaz-naturel>

Le client qui ne souhaite pas faire l'objet de prospection commerciale par téléphone peut s'inscrire gratuitement sur la liste d'opposition Bloctel sur le site bloctel.gouv.fr.

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 (surcharge, court-circuit, ...). Une fois le problème résolu, le courant peut être rétabli en réarmant le disjoncteur.

Fournisseur : entité titulaire de l'autorisation d'achat pour revente d'électricité, conformément à l'article L333-1 du code de l'énergie et signataire d'un Contrat GRD-F avec 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 bénéfice du Client concerné, le cas échéant via son Fournisseur. Le montant et les conditions d'application de cette pénalité sont définis conformément à la décision en vigueur sur les tarifs d'utilisation du RPD. 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 bénéfice du Client concerné, via le Fournisseur, un montant égal à celui facturé en cas de déplacement vain.

Dans le cas où un rendez-vous nécessaire à la réalisation d'une prestation par 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 à 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.



ANNEXE 8

CONDITIONS GENERALES D'ACCES AU RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION HTA OU BASSE TENSION POUR LES CLIENTS ALIMENTES EN ELECTRICITE

Préambule

Vu le code de l'énergie et notamment ses articles L 1111-1 et L111-51 et suivants ;

Vu les articles R341-4 à 8 du code de l'énergie relatifs aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics d'électricité ;

Vu les dispositions du cahier des charges de concession annexé à la convention de concession pour le service public de distribution d'électricité liant Enedis et l'autorité concédante ;

En tant que gestionnaire du Réseau Public de Distribution (RPD) sur les territoires qui lui sont concédés, Enedis assure la mission d'acheminement de l'électricité sur le RPD jusqu'au point de livraison du client, ainsi que les prestations qui en découlent, dans les conditions régies par les textes légaux et réglementaires en vigueur et par des contrats d'accès et d'utilisation du RPD.

Ce droit d'accès au RPD est mis en œuvre par la conclusion de contrats entre Enedis et les utilisateurs dudit réseau (ci-après les clients), dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires.

Dans le cadre de l'accès au RPD et de sa fourniture en électricité, le client final peut ainsi choisir entre deux types de schémas contractuels :

- le client final peut choisir de conclure deux contrats : d'une part, un contrat d'accès au réseau de distribution (ci-après CARD) avec Enedis en application de l'article L 111-91 du code de l'énergie et, d'autre part, un (ou plusieurs) contrat(s) de fourniture d'électricité avec un ou plusieurs Fournisseurs d'électricité ;
- le client final peut également choisir de conclure un seul contrat : dans un souci de simplification, le Fournisseur d'électricité est en effet tenu d'offrir au client final la possibilité de conclure avec lui un contrat portant tant sur la fourniture que sur la distribution de l'électricité (ci-après Contrat Unique) conformément aux articles L 111-92 du code de l'énergie et L 224-8 du code de la consommation.

Ce contrat implique alors pour le Fournisseur en Contrat Unique (ci-après Fournisseur) d'avoir conclu préalablement avec Enedis un contrat relatif à l'accès au RPD, à son utilisation et à l'échange de données pour les points de livraison en Contrat Unique (ci-après Contrat GRD-F) dans les conditions de l'article L 111-92 du code de l'énergie.

Le client final en Contrat Unique dispose alors également d'un interlocuteur privilégié en la personne de son Fournisseur, tant pour la fourniture que pour l'accès et l'utilisation du RPD. Il bénéficie alors des mêmes droits et obligations en matière d'accès et d'utilisation du RPD que s'il avait conclu un contrat CARD avec Enedis et conserve avec elle une relation contractuelle directe pour l'accès et l'utilisation du RPD. Ce schéma contractuel est applicable aux clients finals qui optent pour un contrat au tarif réglementé de vente.

Les modèles de contrat d'accès au réseau public de distribution en vigueur sont librement accessibles sur le site internet d'Enedis : www.enedis.fr :

- Lorsque le client dispose d'un Contrat Unique :
 - 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 bénéficiaire 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 RDP et aux modalités notamment financières définies dans le catalogue des prestations d'Enedis.

Les engagements d'Enedis pour les points de livraison raccordés au RPD en basse tension portent sur la tension contractuelle en termes de plage de variation autour de la tension nominale et de fréquence :

- La tension nominale est de 230 V en courant monophasé et de 400 V en courant triphasé. Enedis maintient la tension de fourniture au point de livraison à l'intérieur d'une plage de variation fixée conformément aux articles D322-9 et 10 du code de l'énergie : entre 207 v et 253 V en courant monophasé, et entre 360 V et 440 V en courant triphasé.
- La valeur nominale de la fréquence de la tension est de 50 Hertz. Les conditions de mesure de ces caractéristiques sont celles de la norme NF EN 50160, disponible auprès de l'AFNOR.

7.4 Limites aux engagements continuité et qualité d'Enedis :

Les engagements d'Enedis en matière de continuité et de qualité de l'onde électrique, décrits aux paragraphes 7.1 et 7.3 de la présente annexe, ne sont pas applicables dans les cas relevant de la force majeure tels que décrits au paragraphe 9.3 de la présente annexe et dans les cas énoncés ci-après :

- circonstances insurmontables liées à des phénomènes atmosphériques ;
- lorsque des interventions programmées sur le RPD sont nécessaires, étant rappelé que :
 - o 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 ;
 - o si le point de livraison du client est raccordé en HTA, Enedis s'engage à ne pas causer plus de deux coupures pour travaux par année civile, et à ce que la durée de chaque coupure soit inférieure à 4 heures ;
- dans les cas cités aux articles 7.5 et 7.6 ci-après ;
- lorsque la continuité d'alimentation en électricité est interrompue, sans faute de la part d'Enedis du fait imprévisible et irrésistible d'un tiers ;
- lorsque la qualité de l'électricité acheminée pour des usages professionnels subit des défauts dus au fait imprévisible et irrésistible d'un tiers, sans faute de la part d'Enedis ;

7.5 Suspension de l'accès au RPD à l'initiative d'Enedis :

Enedis peut interrompre ou refuser l'accès au RPD dans les cas suivants :

- injonction émanant de l'autorité compétente en matière d'urbanisme ou de police en cas de trouble à l'ordre public ;
- non-justification de la conformité de l'installation intérieure du client à la réglementation et aux normes applicables ;
- danger grave et immédiat porté à la connaissance d'Enedis ;
- modification, dégradation ou destruction volontaire des ouvrages et comptages exploités par Enedis, quelle qu'en soit la cause ;
- trouble causé par le client ou par ses installations et appareillages, affectant l'exploitation ou la distribution d'électricité ;
- usage illicite ou frauduleux de l'électricité, dûment constaté par Enedis ;
- refus du client de laisser Enedis accéder, pour vérification, entretien ou relevé, à ses installations électriques et en particulier au local de comptage ;
- refus du client, alors que des éléments de ses installations électriques, y compris le dispositif de comptage, sont défectueux, de procéder à leur réparation ou à leur remplacement ;
- absence de Contrat Unique ou de CARD ;
- résiliation de l'accès au RPD à la demande du Fournisseur, si le client dispose d'un Contrat Unique ;
- non-paiement par le client des sommes dues à Enedis, si le client dispose d'un contrat CARD ;
- absence de rattachement à un périmètre de responsable d'équilibre, pour un client en contrat CARD ;
- raccordement non autorisé d'un tiers à l'installation intérieure du client.

La suspension par Enedis du contrat d'accès au RPD pour des impératifs de sécurité peut intervenir sans délai. Dans les autres cas, les délais et les modalités de la suspension sont ceux des articles des contrats d'accès au RPD sur la base desquels il est procédé à ladite suspension ; à défaut de telles dispositions, la suspension prend effet dix jours calendaires après l'envoi par Enedis d'une lettre recommandée avec accusé de réception, avec copie au Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique.

Enedis doit à nouveau permettre sans délai l'accès au RPD dès que les motifs ayant conduit à la suspension ont pris fin.

7.6 Suspension de l'accès au RPD à l'initiative du Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique :

Lorsque le client en Contrat Unique n'a pas réglé les sommes dues au titre de son Contrat Unique ou en cas de manquement contractuel selon les clauses de ce contrat, le Fournisseur a la faculté, dans le respect de la réglementation en vigueur et au catalogue des prestations :

- de demander à Enedis de suspendre l'accès au réseau du client ;
- ou de demander à Enedis de limiter la puissance du client lorsqu'elle est inférieure ou égale à 36 kVA pour les clients résidentiels ou pour les clients professionnels lorsque le client dispose d'un compteur communicant.

8. Responsable d'équilibre

En application de l'article L 321-15 du code de l'énergie et afin de garantir l'équilibre général du RPD, en compensant les écarts éventuels entre les injections et les consommations effectives des différents utilisateurs du RPD, RTE a mis en place un mécanisme contractuel de responsable d'équilibre décrit dans la section 2 des Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre accessibles via le site internet <http://clients.rte-france.com/>. Ce mécanisme concerne l'ensemble des consommateurs et producteurs d'électricité, qu'ils soient raccordés au RPT ou au RPD.

Pour ce faire, RTE doit être informé de la quantité des productions injectées et des consommations soutirées au RPD mesurées conformément aux dispositions des conditions générales des contrats d'accès au RPD d'une part, et d'autre part, des fournitures déclarées échangées entre Périmètres d'Equilibre au sens des Règles précitées.

Pour l'exécution de leurs missions respectives, Enedis et RTE s'échangent, dans le cadre de l'article R111-29 du code de l'énergie des informations relatives aux périmètres des responsables d'équilibre et aux quantités d'énergie déclarées et mesurées.

Le Fournisseur du client en Contrat Unique procède aux formalités relatives au Responsable d'équilibre pour le compte de son client en Contrat Unique :

- le ou les points de livraison définis dans le Contrat Unique concerné sont rattachés au périmètre RPD du périmètre du responsable d'équilibre, désigné par le Fournisseur dans le contrat GRD-F conclu avec Enedis ;
- la date d'entrée et la date de sortie d'un point de livraison du périmètre du Responsable d'Equilibre désigné par le Fournisseur correspondent respectivement à la date d'effet du Contrat Unique et à la date de fin du Contrat Unique concerné.

Le client en contrat CARD procède lui-même aux formalités requises relatives au responsable d'équilibre :

- le responsable d'équilibre désigné par le client est mentionné dans les conditions particulières de son contrat CARD ;
- le client communique à Enedis la copie de l'accord de rattachement dûment signé par le responsable d'équilibre et le client.

9. Responsabilités

9.1 Responsabilité d'Enedis vis-à-vis du client

Enedis est seule responsable des dommages directs et certains causés au client en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge vis-à-vis du client, aux termes des clauses des contrats d'accès au RPD.

Le client dispose d'un droit contractuel direct à l'encontre d'Enedis pour les engagements d'Enedis vis-à-vis du client contenus dans :

- le contrat GRD-F, lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, et notamment ses dispositions générales d'accès et d'utilisation du RPD (annexes 1 à 3 et 1bis et 2 bis du contrat GRD-F) ;
- le contrat CARD, lorsque le client dispose d'un CARD.

Lorsqu'Enedis est reconnue responsable vis-à-vis du client, elle est tenu de réparer pécuniairement l'ensemble des dommages directs et certains causés au client.

Dans les cas où Enedis est reconnue responsable et a indemnisé le client pour les dommages subis, l'incident (coupure ou défaut de qualité) ne sera pas comptabilisé ultérieurement pour vérifier le respect des engagements d'Enedis.

9.2 Responsabilité du client vis-à-vis d'Enedis

Le client est responsable des dommages directs et certains causés à Enedis, notamment en cas de non-respect des obligations mises à sa charge au titre du contrat d'accès au RPD. Cette responsabilité est toutefois susceptible d'être atténuée si le client apporte la preuve d'une faute ou d'une négligence d'Enedis.

En cas de préjudice subi par Enedis, celle-ci engage toute procédure amiable ou tout recours juridictionnel contre le client à l'origine de ce préjudice. Si le client est en Contrat Unique, Enedis en informe le Fournisseur.

Le Fournisseur d'un client en Contrat Unique est tenu de communiquer à Enedis sur simple demande, le Contrat Unique conclu avec le Client. Il se réserve toutefois le droit de masquer les dispositions du Contrat Unique ne concernant pas l'accès au RPD. Le Fournisseur ne peut être tenu pour responsable de la mauvaise exécution ou de la non-exécution par le client de ses obligations, sauf si par sa faute, le Fournisseur y a contribué.

9.3 Régime perturbé et force majeure

Un événement de force majeure désigne tout événement irrésistible, imprévisible et extérieur, rendant impossible l'exécution de tout ou partie des obligations mentionnées dans le contrat d'accès au RPD du client.

En outre, en application de l'article D322-1 du code de l'énergie et de l'article 19 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport annexé au décret n° 2006-1731, il existe des circonstances exceptionnelles, indépendantes de la volonté d'Enedis et non maîtrisables en l'état des connaissances techniques, qui sont assimilées à des événements de force majeure. Ces circonstances caractérisant le régime perturbé sont les suivantes :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats ou atteintes délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des faits irrésistibles et imprévisibles des tiers, tels qu'incendies, explosions ou chutes d'aéronefs ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n°82-600 du 13 juillet 1982, c'est-à-dire des dommages matériels directs ayant pour cause déterminante l'intensité anormale d'un agent naturel, lorsque les mesures habituelles à prendre pour prévenir ces dommages n'ont pu empêcher leur survenance ou n'ont pu être prises ;
- les phénomènes atmosphériques irrésistibles par leur cause et leur ampleur et auxquels les réseaux électriques, et notamment aériens, sont particulièrement vulnérables (par exemple, givre, neige collante, tempête), dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 clients, alimentés par le RPT et/ou par les RPD sont privés d'électricité. Cette dernière condition n'est pas exigée en cas de délestages de points de livraison non prioritaires en application de l'arrêté du 5 juillet 1990 dans le cas où l'alimentation en électricité est de nature à être compromise ;
- les mises hors service d'ouvrages imposées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction d'Enedis ;
- les délestages organisés par RTE conformément à l'article 12 de l'arrêté du 6 octobre 2006 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport de l'électricité d'un réseau public de distribution.

Enedis, le client et le Fournisseur du client en Contrat Unique n'encourent aucune responsabilité et ne sont tenus d'aucune obligation de réparation au titre des dommages subis par l'un ou l'autre du fait de l'inexécution ou de l'exécution défectueuse de tout ou partie de leurs obligations, lorsque cette inexécution ou cette exécution défectueuse a pour cause la survenance d'un événement de force majeure.

Les obligations contractuelles dont l'exécution est rendue impossible, à l'exception de celle de confidentialité, sont alors suspendues pendant toute la durée de l'évènement de force majeure. Les incidents éventuels (coupure ou défaut de qualité) survenant pendant la période de force majeure ne sont pas comptabilisés ultérieurement pour vérifier le respect des engagements d'Enedis.

Celui qui invoque un événement de force majeure à l'obligation de mettre en œuvre tous les moyens dont il dispose pour en limiter sa portée et sa durée.

Lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, celui qui désire invoquer l'évènement de force majeure informe les deux autres, par tout moyen, dans les meilleurs délais, de la nature de l'évènement de force majeure invoqué et de sa durée probable.

Lorsque le client dispose d'un contrat CARD, celui qui désire invoquer l'évènement de force majeure informe l'autre partie, par tout moyen, dans les meilleurs délais, de la nature de l'évènement de force majeure invoqué et de sa durée probable.

10. Traitement des réclamations des clients

10.1 Dispositions générales pour le traitement des réclamations :

Le client en Contrat Unique, victime d'un dommage qu'il attribue à une faute ou au non-respect par Enedis de ses engagements, adresse une réclamation en ce sens à son Fournisseur s'il dispose d'un Contrat Unique ou à Enedis, quel que soit son schéma contractuel (Contrat Unique ou CARD).

Le Fournisseur d'un client en Contrat Unique, qui reçoit une réclamation de son Client transmet à Enedis dans les cinq jours ouvrés les réclamations qui concernent Enedis. A cette occasion, il joint l'ensemble des pièces utiles au traitement de la réclamation du client qui sont à sa disposition.

La réponse est portée directement au client par Enedis, dans les cas suivants :

- sur demande du Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique et que l'objet de la réclamation est relatif à la continuité et/ou la qualité de l'onde électrique ;
- l'objet de la réclamation est hors du champ du Contrat Unique et concerne Enedis ;
- le client a adressé sa réclamation directement à Enedis ;

Dans ces trois cas, Enedis informe le Fournisseur du client en Contrat Unique, de la réponse apportée au client.

Dans un délai de 30 jours calendaires à compter de la date de la réclamation accompagnée de l'ensemble des éléments du dossier, hormis les cas de réclamations consécutives à une situation de crise, Enedis procède à une analyse de l'incident déclaré et communique la suite qui sera donnée à la réclamation du client.

Les réponses apportées au client doivent mentionner les recours possibles.

10.2 Dispositions complémentaires pour le traitement des réclamations avec 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'Énergie, 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'Énergie (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.

PREFECTURE
DE LA GIRONDE

02 NOV. 2021

Bureau du Courrier