

2020 - 2050

CONTRAT DE CONCESSION

pour le service public de la distribution
et de la fourniture d'**électricité**
aux tarifs réglementés de vente dans la Manche.



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'Energies de la Manche (SDEM50)**, 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 Madame Nadège BESNIER, sa Présidente, dûment habilitée à cet effet par délibération du comité syndical du 18 juin 2020, domicilié 11 Rue Dame Denise, CS 32 708, 50 008 SAINT LO CEDEX,

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 Philippe GUILLEMET, Directeur Régional Enedis Normandie, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 28 Juin 2016 par Monsieur le Président et les membres du Directoire d'Enedis, faisant élection de domicile au 9 Place de la pucelle d'Orléans, 76 000 ROUEN,

désignée ci-après « **le concessionnaire** », pour la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, ou « **le gestionnaire du réseau de distribution** »,
et

- **Electricité de France (EDF)**, société anonyme au capital de 1 551 810 543 euros ayant son siège social 22-30 avenue de Wagram - 75008 Paris, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 552 081 317, représentée par Monsieur Jean-François MORLAY, Directeur du Développement Territorial EDF Commerce Ouest, dûment habilité à l'effet des présentes et faisant élection de domicile au 21 Avenue de Cambridge, TSA 40 003, 14 203 HEROUVILLE SAINT CLAIR,

désignée ci-après « **le concessionnaire** », pour la mission de fourniture d'énergie électrique aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente, ou « **le fournisseur aux tarifs réglementés de vente** »,

Ci-après désigné(e)s ensemble par « **les parties** ».

EXPOSE

Le Syndicat de l'électricité du département de la Manche et Electricité de France ont conclu le 25 avril 1994, 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 :

- Un département avec une façade maritime très importante (355 km de côtes) soumis à de nombreuses perturbations météorologiques venues de l'océan Atlantique engendrant des vents d'ouest parfois forts ;
- Un département qui comprend au 1er janvier 2019, 516 010 habitants avec une densité moyenne de population inférieure aux moyennes nationale ou régionale formant un territoire à dominante rurale nécessitant de grandes longueurs de réseaux ;

et de ses enjeux en particulier :

- Garantir aux usagers du réseau de distribution une qualité de l'électricité conforme aux dispositions réglementaires et aux engagements contractuels en réduisant les écarts de qualité sur son territoire ;
- Améliorer la résilience du réseau de distribution aux aléas climatiques ;
- Répondre aux enjeux de la transition énergétique en favorisant le conseil en énergie (sobriété, efficacité) et l'intégration croissante des énergies renouvelables sur le réseau concédé ;
- Accompagner le développement des nouveaux usages de l'électricité sur le réseau concédé comme la mobilité propre le stockage d'énergie, les flexibilités locales, et la réduction de la demande en énergie de ses adhérents (éclairage public, bâtiment).

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 25 avril 1994 par le Syndicat de l'électricité du département de la Manche à Electricité de France sur l'ensemble du territoire de la concession.

Les commentaires figurant en italique et en retrait dans le cahier des charges annexé à la présente convention font partie de celui-ci ; cette disposition ne fait toutefois pas obstacle à ce que ces commentaires soient actualisés d'un commun accord en fonction de l'évolution de la législation ou de la réglementation sans qu'il soit nécessaire d'en prendre acte par voie d'avenant.

ARTICLE 2 – CLAUSE DE REVOYURE

Sans préjudice de la faculté de réviser ponctuellement les dispositions de la présente convention, les parties se rencontreront, en vue d'examiner l'opportunité d'adapter par avenant leur situation contractuelle à d'éventuelles modifications substantielles des éléments caractéristiques de la concession, dans les circonstances suivantes :

- a) de manière systématique, tous les cinq ans ;
- b) en cas d'évolution du périmètre géographique dans lequel l'autorité concédante exerce sa compétence sur la zone de desserte du concessionnaire, postérieurement à l'entrée en vigueur de la présente convention, afin d'envisager les conditions d'exécution des contrats en cours, notamment, le cas échéant, le regroupement de ces derniers en un contrat unique ;
- c) en cas d'établissement d'un nouveau modèle de cahier des charges ;
- d) en cas d'accord national entre la FNCCR, France urbaine et Enedis tel que visé à l'article 3 de l'accord-cadre signé entre la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis le 21 décembre 2017, afin d'examiner à la demande de l'une ou l'autre des parties l'opportunité de modifier en conséquence la liste des investissements éligibles aux termes I et C ou leurs modalités de prise en compte dans la part R2 de la redevance ;
- e) dès lors que l'autorité concédante conserve à titre définitif tout ou partie des sommes déposées par le gestionnaire du réseau de distribution pour non réalisation d'investissements inscrits dans un programme pluriannuel, au titre de deux programmes consécutifs, pour réexaminer le pourcentage appliqué pour le calcul de ces sommes ;
- f) en cas de réexamen au plan national par la FNCCR et Enedis du plafond de 6 kVA prévu pour la réalisation sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante des extensions BT en zone d'électrification rurale pour le raccordement d'installations individuelles neuves comportant simultanément de la production et de la consommation d'électricité ou du plafond de 36 kVA prévu pour la réalisation sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante des extensions BT pour le raccordement des bâtiments publics neufs accédant pour la première fois au réseau et comportant simultanément de la production d'électricité et de la consommation ;
- g) en cas de changement de circonstances non envisagé lors de la conclusion du contrat impactant durablement et significativement l'une ou l'autre des parties.

En outre les parties se rencontreront en vue d'adapter par avenant leur situation contractuelle en cas de variation de plus de 20 % à compter de la date de signature du présent contrat :

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

ARTICLE 3 – TERRITOIRE DE LA CONCESSION

A la date de signature de la présente convention, le territoire de la concession comprend la ou 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,

Fait à Saint-Lô, le 7 juillet 2020,

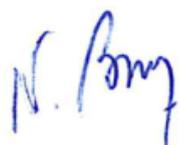
Pour l'Autorité Concédante,

Pour le Concessionnaire,

La Présidente

Le Directeur Enedis
Normandie

Le Directeur du
Développement territorial
EDF Commerce Ouest



Nadège BESNIER

Philippe GUILLEMET

Jean-François MORLAY

ANNEXE : LISTE DES COMMUNES DE LA CONCESSION

Code INSEE	Nom
50001	ACQUEVILLE
50002	AGNEAUX
50003	AGON-COUTAINVILLE
50004	AIREL
50005	AMFREVILLE
50006	AMIGNY
50007	ANCTEVILLE
50008	ANCTOVILLE-SUR-BOSCQ
50009	ANGEY
50010	ANGOVILLE-AU-PLAIN
50012	ANGOVILLE-SUR-AY
50013	ANNEVILLE-EN-SAIRE
50014	ANNEVILLE-SUR-MER
50015	ANNOVILLE
50016	APPEVILLE
50018	ARGOUGES
50019	AUCEY-LA-PLAINE
50020	AUDERVILLE
50021	AUDOUVILLE-LA-HUBERT
50022	AUMEVILLE-LESTRE
50023	AUVERS
50024	AUXAIS
50026	AZEVILLE
50027	BACILLY
50028	LA BALEINE
50029	BARENTON
50030	BARFLEUR
50031	BARNEVILLE-CARTERET
50032	LA BARRE-DE-SEMILLY
50033	BAUBIGNY
50034	BAUDRE
50035	BAUDREVILLE
50036	BAUPTÉ
50037	LA BAZOGE
50038	BEAUCHAMPS
50039	BEAUCOUDRAY
50040	BEAUFICEL
50041	BEAUMONT-HAGUE
50042	BEAUVOIR
50043	BELLEFONTAINE
50044	BELVAL
50045	BENOITVILLE
50046	BERIGNY
50048	BESLON

50049	BESNEVILLE
50050	BEUVRIGNY
50051	BEUZEVILLE-AU-PLAIN
50052	BEUZEVILLE-LA-BASTILLE
50054	BIEVILLE
50055	BINIVILLE
50056	BION
50057	BIVILLE
50058	BLAINVILLE-SUR-MER
50059	BLOSVILLE
50060	LA BLOUTIERE
50061	BOISROGER
50062	BOISYVON
50063	BOLLEVILLE
50064	LA BONNEVILLE
50066	JULLOUVILLE
50069	BOURGUENOLLES
50070	BOUTTEVILLE
50071	BRAFFAIS
50072	BRAINVILLE
50073	BRANVILLE-HAGUE
50074	BRECEY
50075	BRECTOUVILLE
50076	BREHAL
50078	BRETTEVILLE-SUR-AY
50079	BREUVILLE
50080	BREVANDS
50081	BREVILLE-SUR-MER
50082	BRICQUEBEC
50083	BRICQUEBOSQ
50084	BRICQUEVILLE-LA-BLOUETTE
50085	BRICQUEVILLE-SUR-MER
50086	BRILLEVAST
50087	BRIX
50088	BROUAINS
50089	BRUCHEVILLE
50090	BUAIS
50092	CAMBERNON
50093	CAMETOURS
50094	CAMPROND
50095	CANISY
50096	CANTELOUP
50097	CANVILLE-LA-ROCQUE
50098	CARANTILLY
50099	CARENTAN
50100	CARNET
50101	CARNEVILLE

50102	CAROLLES
50103	CARQUEBUT
50105	CATTEVILLE
50106	CAVIGNY
50107	CATZ
50108	CEAUX
50109	CERENCES
50110	CERISY-LA-FORET
50111	CERISY-LA-SALLE
50112	LA CHAISE-BAUDOIN
50114	LES CHAMBRES
50115	CHAMPCERVON
50116	CHAMPCEY
50117	CHAMPEAUX
50118	CHAMPREPUS
50119	LES CHAMPS-DE-LOSQUE
50120	CHANTELOUP
50121	LA CHAPELLE-CECELIN
50123	LA CHAPELLE-EN-JUGER
50124	LA CHAPELLE-UREE
50125	CHASSEGUEY
50126	CHAVOY
50127	CHEF-DU-PONT
50128	LE CHEFRESNE
50130	CHERENCE-LE-HERON
50131	CHERENCE-LE-ROUSSEL
50132	LES CHERIS
50133	CHEVREVILLE
50134	CHEVRY
50135	CLITOURPS
50136	COIGNY
50137	LA COLOMBE
50138	COLOMBY
50139	CONDE-SUR-VIRE
50140	CONTRIERES
50142	COSQUEVILLE
50143	COUDEVILLE-SUR-MER
50144	COULOUVRAY-BOISBENATRE
50145	COURCY
50146	COURTILS
50147	COUTANCES
50148	COUVAINS
50149	COUVILLE
50150	CRASVILLE
50151	CREANCES
50152	LES CRESNAYS
50153	CRETTEVILLE

50154	LA CROIX-AVRANCHIN
50155	CROLLON
50156	CROSVILLE-SUR-DOUVE
50158	CUVES
50159	DANGY
50160	DENNEVILLE
50161	LE DEZERT
50163	DIGULLEVILLE
50164	DOMJEAN
50165	DONVILLE-LES-BAINS
50166	DOVILLE
50167	DRAGEY-RONTHON
50168	DUCEY
50169	ECAUSSEVILLE
50170	ECOQUENEAUVILLE
50171	ECULLEVILLE
50172	EMONDEVILLE
50174	EQUILLY
50175	EROUDEVILLE
50176	L'ETANG-BERTRAND
50177	ETIENVILLE
50178	FERMANVILLE
50179	FERRIERES
50180	FERVACHES
50181	FEUGERES
50182	LA FEUILLIE
50183	FIERVILLE-LES-MINES
50184	FLAMANVILLE
50185	FLEURY
50186	FLOTTEMANVILLE
50187	FLOTTEMANVILLE-HAGUE
50188	FOLLIGNY
50189	FONTENAY
50190	FONTENAY-SUR-MER
50191	FOUCARVILLE
50192	FOURNEAUX
50193	LE FRESNE-PORET
50194	FRESVILLE
50195	GATHEMO
50196	GATTEVILLE-LE-PHARE
50197	GAVRAY
50198	GEFFOSSES
50199	GENETS
50200	GER
50202	GIEVILLE
50204	GLATIGNY
50205	LA GODEFROY

50206	LA GOHANNIERE
50207	GOLLEVILLE
50208	GONFREVILLE
50209	GONNEVILLE
50210	GORGES
50211	GOUBERVILLE
50212	GOURBESVILLE
50213	GOURFALEUR
50214	GOUVETS
50215	GOUVILLE-SUR-MER
50216	GRAIGNES-MESNIL-ANGOT
50217	LE GRAND-CELLAND
50218	GRANVILLE (hors îles de Chausey)
50219	GRATOT
50220	GREVILLE-HAGUE
50221	GRIMESNIL
50222	GROSVILLE
50223	GUEHEBERT
50224	GUILBERVILLE
50225	LE GUISLAIN
50227	LE HAM
50228	HAMBYE
50229	HAMELIN
50230	HARDINVAST
50231	HAUTEVILLE-SUR-MER
50232	HAUTEVILLE-LA-GUICHARD
50233	HAUTTEVILLE-BOCAGE
50234	LA HAYE-BELLEFOND
50235	LA HAYE-D'ECTOT
50236	LA HAYE-DU-PUITS
50237	LA HAYE-PESNEL
50238	HEAUVILLE
50239	HEBECREVON
50240	HELLEVILLE
50241	HEMEVEZ
50242	HERQUEVILLE
50243	HEUGUEVILLE-SUR-SIENNE
50244	HERENQUERVILLE
50245	HEUSSE
50246	HIESVILLE
50247	HOCQUIGNY
50248	LE HOMMET-D'ARTHENAY
50249	HOUESVILLE
50250	HOUTTEVILLE
50251	HUBERVILLE
50252	HUDIMESNIL
50253	HUISNES-SUR-MER

50254	HUSSON
50255	HYENVILLE
50256	ISIGNY-LE-BUAT
50257	JOBOURG
50258	JOGANVILLE
50259	JUILLEY
50260	JUVIGNY-LE-TERTRE
50261	LAMBERVILLE
50262	LA LANDE-D'AIROU
50263	LAPENTY
50265	LAULNE
50266	LENGRONNE
50267	LESSAY
50268	LESTRE
50269	LIESVILLE-SUR-DOUVE
50270	LIEUSAIN
50271	LINGEARD
50272	LINGREVILLE
50273	LITHAIRE
50274	LES LOGES-MARCHIS
50275	LES LOGES-SUR-BRECEY
50276	LOLIF
50277	LONGUEVILLE
50278	LE LOREUR
50279	LE LOREY
50280	LOZON
50281	LA LUCERNE-D'OUTREMER
50282	LE LUOT
50283	LA LUZERNE
50284	MACEY
50285	MAGNEVILLE
50287	LA MANCELLIERE-SUR-VIRE
50288	MARCEY-LES-GREVES
50289	MARCHESIEUX
50290	MARCILLY
50291	MARGUERAY
50292	MARIGNY
50293	MARTIGNY
50294	MARTINVEST
50295	MAUPERTUIS
50296	MAUPERTUS-SUR-MER
50297	LA MEAUFFE
50298	MEAUTIS
50299	LE MESNIL
50300	LE MESNIL-ADELEE
50301	LE MESNIL-AMAND
50302	LE MESNIL-AMEY

50304	LE MESNIL-AUBERT
50305	LE MESNIL-AU-VAL
50308	LE MESNILBUS
50310	LE MESNIL-EURY
50311	LE MESNIL-GARNIER
50312	LE MESNIL-GILBERT
50313	LE MESNIL-HERMAN
50315	LE MESNILLARD
50316	LE MESNIL-OPAC
50317	LE MESNIL-OZENNE
50318	LE MESNIL-RAINFRAY
50319	LE MESNIL-RAOULT
50320	LE MESNIL-ROGUES
50321	LE MESNIL-ROUXELIN
50323	LE MESNIL-TOVE
50324	LE MESNIL-VENERON
50325	LE MESNIL-VIGOT
50326	LE MESNIL-VILLEMAN
50327	LA MEURDRAQUIERE
50328	MILLIERES
50329	MILLY
50330	MOBECQ
50332	LES MOITIERS-D'ALLONNE
50333	LES MOITIERS-EN-BAUPTOIS
50334	MONTABOT
50335	MONTAIGU-LA-BRISETTE
50336	MONTAIGU-LES-BOIS
50337	MONTANEL
50338	MONTBRAY
50339	MONTCHATON
50340	MONTCUIT
50341	MONTEBOURG
50342	MONTFARVILLE
50343	MONTGARDON
50345	MONTHUCHON
50347	MONTJOIE-SAINT-MARTIN
50348	MONTMARTIN-EN-GRAIGNES
50349	MONTMARTIN-SUR-MER
50350	MONTPINCHON
50351	MONTRABOT
50352	MONTREUIL-SUR-LOZON
50353	LE MONT-SAINT-MICHEL
50354	MONTSURVENT
50355	MONTVIRON
50356	MOON-SUR-ELLE
50357	MORIGNY
50358	MORSALINES

50359	MORTAIN
50360	MORVILLE
50361	LA MOUCHE
50362	MOULINES
50363	MOYON
50364	MUNEVILLE-LE-BINGARD
50365	MUNEVILLE-SUR-MER
50368	NAY
50369	NEGREVILLE
50370	NEHOU
50371	LE NEUFBOURG
50372	NEUFMESNIL
50373	NEUVILLE-AU-PLAIN
50374	NEUVILLE-EN-BEAUMONT
50375	NEVILLE-SUR-MER
50376	NICORPS
50378	NOTRE-DAME-DE-CENILLY
50379	NOTRE-DAME-DE-LIVOYE
50380	NOTRE-DAME-D'ELLE
50381	NOTRE-DAME-DU-TOUCHET
50382	NOUAINVILLE
50384	OCTEVILLE-L'AVENEL
50385	OMONVILLE-LA-PETITE
50386	OMONVILLE-LA-ROGUE
50387	ORGLANDES
50388	ORVAL
50389	OUVILLE
50390	OZEVILLE
50391	PARIGNY
50393	PERCY
50394	PERIERS
50395	LA PERNELLE
50396	LES PERQUES
50397	PERRIERS-EN-BEAUFICEL
50398	LE PERRON
50399	LE PETIT-CELLAND
50400	PICAUVILLE
50401	PIERREVILLE
50402	LES PIEUX
50403	PIROU
50404	PLACY-MONTAIGU
50405	LE PLESSIS-LASTELLE
50406	PLOMB
50407	POILLEY
50408	PONTAUBAULT
50409	PONT-HEBERT
50410	PONTORSON

50411	PONTS
50412	PORTBAIL
50413	PRECEY
50414	PRECORBIN
50415	PRETOT-SAINTE-SUZANNE
50417	QUETTEHOU
50418	QUETTETOT
50419	QUETTREVILLE-SUR-SIENNE
50420	QUIBOU
50421	QUINEVILLE
50422	RAIDS
50423	RAMPAN
50425	RAUVILLE-LA-BIGOT
50426	RAUVILLE-LA-PLACE
50427	RAVENOVILLE
50428	REFFUVEILLE
50429	REGNEVILLE-SUR-MER
50430	REIGNEVILLE-BOCAGE
50431	REMILLY-SUR-LOZON
50432	RETHOVILLE
50433	REVILLE
50434	LA ROCHELLE-NORMANDE
50435	ROCHEVILLE
50436	ROMAGNY
50437	RONCEY
50438	LA RONDE-HAYE
50440	ROUFFIGNY
50441	ROUXEVILLE
50442	LE ROZEL
50443	SACEY
50444	SAINT-AMAND
50445	SAINT-ANDRE-DE-BOHON
50446	SAINT-ANDRE-DE-L'EPINE
50447	SAINT-AUBIN-DES-PREAUX
50448	SAINT-AUBIN-DE-TERREGATTE
50449	SAINT-AUBIN-DU-PERRON
50450	SAINT-BARTHELEMY
50451	SAINT-BRICE
50452	SAINT-BRICE-DE-LANDELLES
50453	SAINTE-CECILE
50454	SAINT-CHRISTOPHE-DU-FOC
50455	SAINT-CLAIR-SUR-L'ELLE
50456	SAINT-CLEMENT-RANCOUDRAY
50457	SAINTE-COLOMBE
50458	SAINT-COME-DU-MONT
50460	SAINTE-CROIX-HAGUE
50461	SAINT-CYR

50462	SAINT-CYR-DU-BAILLEUL
50463	SAINT-DENIS-LE-GAST
50464	SAINT-DENIS-LE-VETU
50465	SAINT-EBREMOND-DE-BONFOSSE
50467	SAINT-FLOXEL
50468	SAINT-FROMOND
50469	SAINTE-GENEVIEVE
50470	SAINT-GEORGES-DE-BOHON
50471	SAINT-GEORGES-DE-LA-RIVIERE
50472	SAINT-GEORGES-DE-LIVOYE
50473	SAINT-GEORGES-D'ELLE
50474	SAINT-GEORGES-DE-ROUELLEY
50475	SAINT-GEORGES-MONTCOCQ
50476	SAINT-GERMAIN-D'ELLE
50477	SAINT-GERMAIN-DES-VAUX
50478	SAINT-GERMAIN-DE-TOURNEBUT
50479	SAINT-GERMAIN-DE-VARREVILLE
50480	SAINT-GERMAIN-LE-GAILLARD
50481	SAINT-GERMAIN-SUR-AY
50482	SAINT-GERMAIN-SUR-SEVES
50483	SAINT-GILLES
50484	SAINT-HILAIRE-DU-HARCOUET
50485	SAINT-HILAIRE-PETITVILLE
50486	SAINT-JACQUES-DE-NEHOU
50487	SAINT-JAMES
50488	SAINT-JEAN-DE-DAYE
50489	SAINT-JEAN-DE-LA-HAIZE
50490	SAINT-JEAN-DE-LA-RIVIERE
50491	SAINT-JEAN-DE-SAVIGNY
50492	SAINT-JEAN-DES-BAISANTS
50493	SAINT-JEAN-DES-CHAMPS
50494	SAINT-JEAN-DU-CORAIL
50495	SAINT-JEAN-DU-CORAIL-DES-BOIS
50496	SAINT-JEAN-LE-THOMAS
50497	SAINT-JORES
50498	SAINT-JOSEPH
50499	SAINT-LAURENT-DE-CUVES
50500	SAINT-LAURENT-DE-TERREGATTE
50503	SAINT-LO-D'OURVILLE
50504	SAINT-LOUET-SUR-VIRE
50505	SAINT-LOUP
50506	SAINT-MALO-DE-LA-LANDE
50507	SAINT-MARCOUF
50508	SAINTE-MARIE-DU-BOIS
50509	SAINTE-MARIE-DU-MONT
50510	SAINT-MARTIN-D'AUBIGNY
50511	SAINT-MARTIN-D'AUDOUVILLE

50512	SAINT-MARTIN-DE-BONFOSSE
50513	SAINT-MARTIN-DE-CENILLY
50514	CHAULIEU
50515	SAINT-MARTIN-DE-LANDELLES
50516	SAINT-MARTIN-DES-CHAMPS
50517	SAINT-MARTIN-DE-VARREVILLE
50518	SAINT-MARTIN-LE-BOUILLANT
50519	SAINT-MARTIN-LE-GREARD
50520	SAINT-MARTIN-LE-HEBERT
50521	SAINT-MAUR-DES-BOIS
50522	SAINT-MAURICE-EN-COTENTIN
50523	SAINTE-MERE-EGLISE
50524	SAINT-MICHEL-DE-LA-PIERRE
50525	SAINT-MICHEL-DE-MONTJOIE
50528	SAINT-NICOLAS-DE-PIERREPONT
50529	SAINT-NICOLAS-DES-BOIS
50531	SAINT-OVIN
50532	SAINT-PAIR-SUR-MER
50533	SAINT-PATRICE-DE-CLAIDS
50534	SAINT-PELLERIN
50535	SAINTE-PIENCE
50536	SAINT-PIERRE-D'ARTHEGLISE
50537	SAINT-PIERRE-DE-COUTANCES
50538	SAINT-PIERRE-DE-SEMILLY
50539	SAINT-PIERRE-EGLISE
50540	SAINT-PIERRE-LANGERS
50541	SAINT-PLANCHERS
50542	SAINT-POIS
50543	SAINT-QUENTIN-SUR-LE-HOMME
50544	SAINT-REMY-DES-LANDES
50545	SAINT-ROMPHAIRE
50546	SAINT-SAMSON-DE-BONFOSSE
50548	SAINT-SAUVEUR-DE-PIERREPONT
50549	SAINT-SAUVEUR-LA-POMMERAYE
50550	SAINT-SAUVEUR-LENDELIN
50551	SAINT-SAUVEUR-LE-VICOMTE
50552	SAINT-SEBASTIEN-DE-RAIDS
50553	SAINT-SENIER-DE-BEUVRON
50554	SAINT-SENIER-SOUS-AVRANCHES
50556	SAINTE-SUZANNE-SUR-VIRE
50557	SAINT-SYMPHORIEN-DES-MONTS
50558	SAINT-SYMPHORIEN-LE-VALOIS
50562	SAINT-VAAST-LA-HOUGUE
50563	SAINT-VIGOR-DES-MONTS
50564	SANTENY
50565	SARTILLY
50567	SAUSSEMESNIL

50568	SAUSSEY
50569	SAVIGNY
50570	SAVIGNY-LE-VIEUX
50571	SEBEVILLE
50572	SENOVILLE
50573	SERVIGNY
50574	SERVON
50575	SIDEVILLE
50576	SIOUVILLE-HAGUE
50577	SORTOSVILLE-EN-BEAUMONT
50578	SORTOSVILLE
50579	SOTTEVAST
50580	SOTTEVILLE
50581	SOULLES
50582	SOURDEVAL
50583	SOURDEVAL-LES-BOIS
50584	SUBLIGNY
50585	SURTAINVILLE
50586	SURVILLE
50587	TAILLEPIED
50588	TAMERVILLE
50589	TANIS
50590	LE TANU
50591	LE TEILLEUL
50592	TESSY-SUR-VIRE
50593	TEURTHEVILLE-BOCAGE
50594	TEURTHEVILLE-HAGUE
50595	LE THEIL
50596	THEVILLE
50597	TIREPIED
50598	TOCQUEVILLE
50599	TOLLEVAST
50600	TONNEVILLE
50601	TORIGNI-SUR-VIRE
50603	TOURVILLE-SUR-SIENNE
50604	TREAUVILLE
50605	TRELLY
50606	TRIBEHOU
50607	LA TRINITE
50608	TROISGOTS
50609	TURQUEVILLE
50610	URVILLE
50611	URVILLE-NACQUEVILLE
50612	VAINS
50613	VALCANVILLE
50614	LE VALDECIE
50616	LE VAL-SAINT-PERE

50617	VARENGUEBEC
50618	VAROUVILLE
50619	LE VAST
50620	VASTEVILLE
50621	VAUDREVILLE
50622	VAUDRIMESNIL
50623	VAUVILLE
50624	LA VENDELEE
50625	VENGEONS
50626	VER
50627	VERGONCEY
50628	VERNIX
50629	VESLY
50630	VESSEY
50631	LES VEYS
50633	LE VICEL
50634	VIDECOSVILLE
50635	VIDOUVILLE
50636	VIERVILLE
50637	VILLEBAUDON
50638	VILLECHIEN
50639	VILLEDIEU-LES-POELES
50640	VILLIERS-LE-PRE
50641	VILLIERS-FOSSARD
50642	VINDEFONTAINE
50643	VIRANDEVILLE
50644	VIREY
50646	LE VRETOT
50647	YQUELON
50648	YVETOT-BOCAGE
50649	PONT-FARCY

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

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

SOMMAIRE

CHAPITRE I DISPOSITIONS GENERALES.....	4
Article 1 — Service concédé.....	4
Article 2 — Ouvrages concédés	5
Article 3 — Utilisation des ouvrages de la concession	6
Article 4 — Redevances	7
Article 5 — Prestations exécutées par une partie pour l'autre	7
CHAPITRE II INVESTISSEMENTS AU BENEFICE DE LA CONCESSION.....	8
Article 6 — Raccordements au réseau concédé	8
Article 7 — Renforcements du réseau concédé	10
Article 8 — Intégration des ouvrages dans l'environnement	11
Article 9 — Modifications ou déplacements d'ouvrages	12
Article 10 — Autres travaux, exploitation, renouvellement et maintenance du réseau public de distribution d'électricité	13
Article 11 — Schéma directeur, programmes d'investissements et obligations financières du concessionnaire	14
Article 12 — Utilisation des voies publiques	18
Article 13 — Assiette des ouvrages de la concession	19
Article 14 — Conditions d'exécution des travaux	19
CHAPITRE III ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIETAUX.....	22
Article 15 — Mise à disposition de données pour accompagner la transition énergétique	22
Article 16 — Insertion des énergies renouvelables	22
Article 17 — Etudes d'impact sur les réseaux	24
Article 18 — Aménagement de l'espace urbain	24
Article 19 — Infrastructures de recharge de véhicules électriques	25
Article 20 — Déploiement des compteurs communicants	25
Article 21 — Maîtrise de la demande en électricité	26
Article 22 — Lutte contre la précarité énergétique	27
Article 23 — Territoires à énergie positive.....	29
Article 24 — Service de flexibilité local	29
Article 25 — Réseaux électriques intelligents.....	30
Article 26 — Responsabilité sociale et environnementale.....	30
CHAPITRE IV CONDITIONS DE SERVICE AUX CLIENTS.....	31
Article 27 — Principes généraux	31
Article 28 — Obligations du gestionnaire du réseau de distribution et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente	32
Article 29 — Branchements	35
Article 30 — Contribution des tiers aux frais des raccordements sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution.....	36
Article 31 — Installations intérieures - Postes de livraison et/ou de transformation.....	36
Article 32 — Surveillance du fonctionnement des installations des clients raccordées aux ouvrages concédés.....	37

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

CHAPITRE I

DISPOSITIONS GENERALES

Article 1 — Service concédé

Le présent cahier des charges a pour objet la concession accordée par le Syndicat Départemental d'Énergies de la Manche (SDEM50), 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 d'immeubles ou toute autre technique appropriée, selon un pourcentage minimal de la longueur totale construite par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa. Ce pourcentage minimal est défini en annexe 1 au présent cahier des charges pour l'ensemble de la concession.

Sauf disposition contraire convenue à l'annexe 1, on entend, par agglomération, conformément aux dispositions de l'article R. 110-2 du code de la route : « un espace sur lequel sont groupés des immeubles bâtis rapprochés et dont l'entrée et la sortie sont signalées par des panneaux placés à cet effet le long de la route qui le traverse ou qui le borde ».

Hors agglomération et en dehors des zones définies au 2^{ème} alinéa du B) du présent article, les nouvelles canalisations seront souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée, selon un pourcentage minimal de la longueur totale construite par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa. Ce

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

pourcentage minimal est défini en annexe 1 au présent cahier des charges 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 dépossSESSION pour le propriétaire : celui-ci peut, selon le cas, démolir, réparer, surélever, se clore, bâtir, le déplacement d'ouvrage correspondant étant assuré aux frais du gestionnaire du réseau de distribution.

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

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

2. Modifications ou déplacements de postes de transformation

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

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

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

1. Cas général

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

A moins de nécessité de caractère urgent, les ouvrages existants 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.

Article 11 — Schéma directeur, programmes d'investissements et obligations financières du concessionnaire

A) Schéma directeur et programmes d'investissements

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

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

La mise en œuvre des dispositions du présent article tient notamment compte des orientations nationales et régionales définies par les pouvoirs publics en matière d'investissement, de qualité d'alimentation et du service, d'efficacité énergétique, de développement des énergies renouvelables et d'aménagement du territoire, en particulier de celles fixées par les schémas de planification réglementaires

² La part du coût hors TVA de ces travaux non couverte par la contribution du gestionnaire du réseau de distribution est prise en compte dans le terme B de la part R2 de la redevance de concession conformément à l'annexe 1 au présent cahier des charges.

applicables sur le territoire de la concession, ainsi que des ressources financières résultant des décisions tarifaires.

☞ Les orientations nationales visées sont notamment celles issues de la programmation pluriannuelle de l'énergie prévue à l'article L. 141-1 du code de l'énergie. Elles peuvent également résulter des objectifs fixés par les pouvoirs publics en matière de déploiement des dispositifs de charge pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables.

☞ A la date de signature du présent contrat, les schémas de planification mentionnés ci-dessus sont notamment les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE), les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3RENr), les plans climat-air-énergie intéressant le territoire de la concession.

1° Schéma directeur

Le schéma directeur, objet aux annexes 2 et 2B 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 aux annexes 2 et 2B au présent cahier des charges, le schéma directeur décrit les principales évolutions du réseau projetées sur le territoire de la concession, notamment : pour répondre aux besoins de renouvellement des ouvrages et de développement du réseau, pour permettre d'accueillir des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables et pour assurer la sécurisation du réseau. Il ne préjuge pas des investissements liés aux opérations de raccordement.

Le schéma directeur définit des valeurs repères en termes de niveaux de qualité d'alimentation et de fiabilisation des ouvrages, qui orienteront les choix d'investissements.

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

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

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

2° Programmes pluriannuels (établissement)

Pour la mise en œuvre du schéma directeur, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante élaborent de façon concertée des programmes, détaillés par finalités des investissements de chaque maître d'ouvrage, y compris le renouvellement des ouvrages, par période de 4 ans, dits programmes pluriannuels, jusqu'au terme normal de la concession et dans les conditions précisées en annexe 2 et 2C 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 zones³.

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 et 2C au présent cahier des charges.

Le schéma directeur et les programmes pluriannuels d'investissement sont présentés conjointement par le Président de l'autorité concédante et par le gestionnaire du réseau de distribution, chacun pour ce qui le concerne, pour information à l'organe délibérant de l'autorité concédante.

3° Programmes pluriannuels (mise en œuvre annuelle, bilan et évaluation)

Chaque programme pluriannuel est décliné en programmes annuels. Ces programmes annuels sont inclus dans les programmes prévisionnels présentés dans les conférences départementales prévues par l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

« L'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales dispose que « Chaque organisme de distribution d'électricité et de gaz transmet à chacune des autorités concédantes précitées un compte rendu de la politique d'investissement et de développement des réseaux prévue au 1° du II de l'article 13 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières. Sur la base de ce compte rendu, les autorités organisatrices établissent un bilan détaillé de la mise en œuvre du programme prévisionnel de tous les investissements envisagés sur le réseau de distribution. Ce programme prévisionnel, qui précise notamment le montant et la localisation des travaux, est élaboré à l'occasion d'une conférence départementale réunie sous l'égide du préfet et transmis à chacune des autorités concédantes. »

Le gestionnaire du réseau de distribution communique à l'autorité concédante le compte-rendu du programme de travaux de l'année précédente sous sa maîtrise d'ouvrage et la liste des opérations réalisées sur le territoire de la concession en précisant leur localisation, leur descriptif succinct, le montant des travaux selon les modalités convenues aux annexes 2 et 2C.

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

³ 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).

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 les investissements précités, 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 comptable⁴. 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

⁴ Lorsque la valeur comptable du terrain est inférieure à 100 euros, l'indemnité n'est pas exigée

le gestionnaire de réseau et les utilisateurs du réseau. Elle est disponible à l'adresse suivante : <http://www.enedis.fr>.

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

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

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

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

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

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

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

Les travaux du gestionnaire du réseau de distribution peuvent être suspendus momentanément sur injonction du maire, toutes les fois que la sécurité publique l'exige.

☞ Cette injonction doit être transmise par écrit au gestionnaire du réseau de distribution, sauf en cas d'urgence avérée. Dans cette dernière hypothèse, une confirmation écrite est adressée au gestionnaire du réseau de distribution dans un délai de 24 heures.

Les travaux sur les ouvrages du réseau de distribution doivent également satisfaire aux dispositions suivantes :

1° Echanges entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution préalablement aux travaux

Le gestionnaire du réseau de distribution transmet au moins trois semaines à l'avance, sauf cas d'urgence dont il rend compte, à l'autorité concédante, les pièces constitutives de la consultation réglementaire prévue pour l'établissement des ouvrages sur le réseau concédé.

Pour les travaux dont l'autorité concédante assure la maîtrise d'ouvrage, cette dernière transmet au gestionnaire du réseau de distribution l'avant-projet sommaire correspondant au moins trois semaines avant le lancement de la consultation prévue par la réglementation précitée pour l'établissement des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité, sauf cas d'urgence dont elle fait part au gestionnaire du réseau de distribution.

Le gestionnaire du réseau de distribution émet un avis technique sur cet avant-projet sommaire dans un délai standard de dix jours calendaires après sa réception.

2° Contrôle technique des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité

Dans les conditions définies par la réglementation en vigueur, les ouvrages du réseau public de distribution d'électricité font l'objet de contrôles techniques destinés à vérifier leur conformité aux prescriptions techniques qui leur sont applicables.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

CHAPITRE III

ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIETAUX

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

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

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

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

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

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

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

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

Article 16 — Insertion des énergies renouvelables

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

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

A) Planification de l'insertion des énergies renouvelables

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

☞ Le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables est défini à l'article L. 321-7 du code de l'énergie et par la section 2 du Chapitre 1er, Titre II, Livre III de la partie réglementaire du code de l'énergie (article D 321-10 et suivants).

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

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

B) Accueil et instruction des demandes de raccordement

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

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

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

☞ A la date de signature du présent contrat, le portail internet précité est Enedis Connect.

Dans les conditions définies par les catalogues afférents à ses prestations, approuvés par la Commission de régulation de l'énergie, le gestionnaire du réseau de distribution réalise, à la demande du producteur dont la puissance demandée est supérieure à 36 kVA, une pré-étude lui permettant de préciser son projet et de l'éclairer sur les conditions du raccordement.

☞ Les catalogues des prestations en vigueur sont ceux figurant sur le site internet du gestionnaire du réseau de distribution www.enedis.fr

Les conditions d'accès au réseau et les modalités de facturation du raccordement sont définies aux articles 6, 7, 28 et 30 du présent cahier des charges.

C) Autoconsommation

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

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

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

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

Article 17 — Etudes d'impact sur les réseaux

Le gestionnaire du réseau de distribution apporte son expertise à l'autorité concédante ou, le cas échéant, à d'autres collectivités ou établissements publics compétents dans le périmètre de la concession, notamment lorsque ceux-ci projettent d'optimiser le choix et le développement des énergies en réseau, en particulier dans les zones de développement nouvelles à urbaniser.

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

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

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

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

Article 18 — Aménagement de l'espace urbain

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

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

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

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

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

Article 19 — Infrastructures de recharge de véhicules électriques

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

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

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

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

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

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

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

Article 20 — Déploiement des compteurs communicants

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

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

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

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à :

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

contexte législatif et réglementaire et de sensibilisation aux nouvelles perspectives ouvertes par les fonctionnalités des compteurs communicants.

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

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

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

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

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

Article 21 — Maîtrise de la demande en électricité

A) Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente d'électricité promet auprès des clients l'intérêt des solutions conduisant à maîtriser leurs consommations d'électricité.

A cet égard, il s'engage à accompagner les clients en les aidant à trouver des solutions concrètes leur permettant de réduire leur consommation d'électricité et le montant de leurs factures, notamment en mettant en œuvre des conseils tels que visés à l'article 39-B) du présent cahier des charges.

Il propose aux clients qui le demandent des conseils leur permettant de mieux comprendre leur consommation et d'identifier les actions à entreprendre.

☞ A la date de signature du présent contrat, la demande du client auprès du concessionnaire peut être formulée selon son choix : par téléphone, sur les points d'accueil ou sur les sites internet et mobile du fournisseur aux tarifs réglementés de vente.

Il met à disposition des clients résidentiels une solution numérique pour mieux comprendre et réduire leurs consommations d'électricité, en kWh et en euros, notamment par comparaison avec des clients au profil similaire, suivre leur budget d'électricité, le cas échéant sur une base estimée, identifier les équipements qui consomment le plus, et bénéficier de conseils pratiques et personnalisés pour utiliser au mieux les heures creuses et diminuer leurs consommations. Des informations et conseils peuvent également être délivrés par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente au client lors d'un contact à l'initiative de celui-ci selon les modalités d'accueil des clients visées à l'article 39-A) du présent cahier des charges.

Dans le cadre du présent contrat, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente peut proposer de nouvelles fonctionnalités incluses dans les tarifs réglementés de vente conduisant à maîtriser les consommations d'électricité en s'appuyant sur les compteurs communicants.

☞ Les fonctionnalités nouvelles visées peuvent, par exemple, porter sur une amélioration de la solution numérique mentionnée ci-dessus, notamment par l'exploitation des données de consommation du client rendues accessibles, ou correspondre à la mise en œuvre de nouvelles options ou versions tarifaires.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met en œuvre des tarifs horo-saisonnalisés et des tarifs à pointe mobile afin d'inciter les clients à réduire leurs consommations, notamment pendant les périodes où la consommation nationale est la plus élevée.

Il rend compte chaque année à l'autorité concédante des actions ainsi engagées auprès des clients dans le cadre du compte rendu annuel d'activité prévu à l'article 44 du présent cahier des charges.

B) Le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre des actions visant à améliorer l'efficacité énergétique du réseau public de distribution d'électricité concédé et constituant des solutions alternatives

et économiquement justifiées au renforcement de ce réseau, le cas échéant 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 », et 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 disjoncteur⁵, conformément à la définition donnée par la norme NF C14-100 qui définit le point de livraison de l'énergie des branchements à puissance limitée,
 - au point de livraison situé aux bornes de sortie de l'appareil de sectionnement des branchements à puissance surveillée ;
- à l'amont : au point du réseau basse tension, électriquement le plus proche permettant techniquement de desservir d'autres utilisateurs, matérialisé par un accessoire de dérivation ; aux connecteurs dans le cas de réseaux aériens ou, dans le cas de réseaux souterrains, au système de dérivation ou de raccordement.

🔗 Conformément à l'article D. 342-1 du code de l'énergie.

🔗 Il s'agit ici de branchements en basse tension. Toute canalisation nouvelle nécessaire à l'alimentation d'un client haute tension est une extension.

Le branchement inclut l'accessoire de dérivation ainsi que les installations de comptage.

B) Branchements collectifs

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

⁵ Ou, en l'absence de disjoncteur, aux bornes aval des fusibles calibrés et plombés

Les canalisations collectives et les dérivations individuelles, lorsqu'elles n'appartiennent pas aux propriétaires des immeubles concernés, font partie des ouvrages concédés.

Concernant plus particulièrement les colonnes montantes définies à l'article L. 346-1 du code de l'énergie, elles font partie des ouvrages concédés ou ont vocation à en faire partie selon les modalités prévues aux articles L. 346-2 et suivants de ce même code.

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

Tant que les colonnes montantes ne sont pas intégrées aux ouvrages concédés, le gestionnaire du réseau de distribution peut être amené à intervenir sur ces dernières pour réaliser des dépannages ou des mises en sécurité provisoires. Le cas échéant, le gestionnaire du réseau de distribution facture aux propriétaires de ces ouvrages les interventions réalisées et les met en demeure de réaliser les travaux nécessaires.

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 15 000 et 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 éligibles aux tarifs réglementés de vente souhaitant souscrire une puissance inférieure ou égale à 36 kVA de leur droit à une offre de fourniture d'électricité basée sur un tarif réglementé de vente.

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

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

Ce bilan s'articule autour de quatre contenus :

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

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

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

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

C) Modalités de contractualisation et de résiliation

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

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

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

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

D) Modalités de facturation et de paiement

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

☞ A la date de signature du présent contrat, conformément à l'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 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).

Des conventions spécifiques peuvent être signées entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution, concomitamment à la signature du présent contrat de concession, définissant les modalités d'échanges de plans de réseau et de données cartographiques aux fins de faciliter l'accomplissement de leurs missions respectives. Cette mise à disposition est 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 1^{er} janvier 2021, sous réserve que l'autorité concédante ait accompli à cette date les formalités propres à rendre le contrat exécutoire. Elle assure par ailleurs le respect des obligations de publicité.

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

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

Article 49 — Renouvellement ou expiration de la concession

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

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

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

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

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

- le concessionnaire est tenu de remettre à l'autorité concédante les biens de retour de la concession définis à l'article 2 du présent cahier des charges en état normal de service. L'autorité concédante est subrogée vis-à-vis des tiers aux droits et obligations du concessionnaire,
- une indemnité est calculée, égale cumulativement :
 - à la différence, plafonnée à la valeur nette comptable des ouvrages de la concession, entre :
 - le montant non amorti de sa participation au financement des ouvrages de la concession, tel qu'il résultera de la comptabilité du concessionnaire, réévalué⁶ par référence au TMO,

⁶ La valeur réévaluée de l'année N est obtenue par application à la valeur nette comptable de l'année N du taux de réévaluation composé depuis l'année de mise en service jusqu'à l'année N-1.

⌘ Le TMO correspond à la moyenne arithmétique des douze 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.

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 25 avril 1994 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 :
Enedis – Direction Régionale
9 Place de la pucelle d'Orléans
76 000 ROUEN
- Pour le fournisseur aux tarifs réglementés de vente :
EDF – Direction Commerce Ouest
21 Avenue de Cambridge
14 203 HEROUVILLE SAINT CLAIR

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 ;
- Annexe 2, définissant le schéma directeur des investissements et les programmes pluriannuels ;
- Annexe 2A à l'Annexe 2 définissant le diagnostic technique partagé et l'évolution des besoins en soutirage et production,
- Annexe 2B à l'Annexe 2 « Schéma directeur des investissements et dispositifs de gouvernance », définissant les dispositions locales du schéma directeur des investissements ainsi que les modalités de suivi, d'évaluation et d'actualisation des outils de programmation du contrat de concession ;
- Annexe 2C à l'Annexe 2 « Programme pluriannuel d'investissements », définissant le programme pluriannuel d'investissements du contrat de concession ;
- Annexe 2bis, relative au versement par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante maître d'ouvrage de travaux de raccordement de la part couverte par le tarif (PCT) ;
- Annexe 3, définissant les modalités applicables pour la détermination de la contribution des tiers aux frais de raccordement et de renforcement ;
- Annexe 4, définissant les tarifs réglementés de vente conformément à l'article L. 337-4 du code de l'énergie ;
- Annexe 5, relative au tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité ;
- Annexe 6, relative aux catalogues des prestations et services du gestionnaire du réseau de distribution ;
- Annexes 7 et 7bis, définissant les conditions générales de vente aux clients qui bénéficient des tarifs réglementés (résidentiels et non résidentiels) ;
- Annexe 8, décrivant les principes des contrats d'accès au réseau appliqués par le gestionnaire du réseau de distribution et leurs modalités de consultation ;

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

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

ANNEXE 1

ARTICLE 1 OBJET

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

ARTICLE 2 REDEVANCE DE CONCESSION

- 2.1. Contrepartie de dépenses supportées par l'autorité concédante au bénéfice des missions de service public faisant l'objet de la présente concession, la redevance annuelle de concession prévue à l'alinéa A) de l'article 4 du cahier des charges, financée par le prix du service rendu aux clients du service public, comporte deux parts :

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

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

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

L'autorité concédante informe chaque année le concessionnaire des actions menées dans le cadre défini au paragraphe ci-dessus.

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

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

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

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

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

2.2. Part de la redevance dite "de fonctionnement"

2.2.1. Pour une année donnée, la détermination de **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 1993, c'est-à-dire la valeur **ING₀** du contrat de concession signé entre les parties le 25 avril 1994, auquel le présent contrat se substitue eu égard aux prérogatives exclusives reconnues par la loi au concessionnaire
 - **ING**, index « ingénierie »³ ;

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

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

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

2.2.2. Le montant de la part R1 est déterminé, en euros, comme suit

2.2.2.1. Part R1 calculée

a- Au titre de l'année d'entrée en vigueur du présent contrat :

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

où $R1_1$ désigne la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année d'entrée en vigueur du contrat et L_{C1} , P_{C1} , P_{D1} et ING_1 désignent respectivement les valeurs L_C , P_C , P_D et ING retenues pour ledit calcul.

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

Le montant de $R1_1$ ainsi calculé à titre indicatif est de 894 683 euros*, par application des valeurs suivantes :

- L_{C1} : 19 577 km, longueur au 31 décembre 2019, des réseaux concédés situés sur le territoire des communes de la concession (en km),
- P_{C1} : 381 359 habitants, population municipale¹ des communes de la concession au 31 décembre 2019,
- P_{D1} : 496 883 habitants, population municipale¹ du département au 31 décembre 2019,
- D : 30 ans,
- ING_1 : 117,2, indice ING pour le mois de décembre 2019 (base 2010),
- ING_0 : 70,2 pour le mois de décembre 1993 (base 2010), soit 556,6 (base 1973) / 7,9241

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 étant ici estimé à partir des valeurs L_{C1} , P_{C1} , P_{D1} et ING_1 au 31/12/2019. Ce montant sera calculé en 2021 avec les valeurs au 31/12/2020.

b- Au titre de chaque année suivante :

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

où :

- $R1_n$, L_{Cn} , et P_{Cn} désignent respectivement la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année n et les valeurs L_C et P_C retenues pour ledit calcul en année n ;
- $R1_{n-1}$, L_{Cn-1} , P_{Cn-1} et ING_{n-1} désignent respectivement la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année précédente et les valeurs L_C , P_C et ING retenues pour ledit calcul en année $n-1$;
- ING_n valeur de l'index « ingénierie »³ du mois de décembre de l'année précédant l'année n .

En cas d'avenant de modification du périmètre de la concession prenant effet en année n , $R1_1$ est recalculée au nouveau périmètre conformément aux stipulations du a- ci-dessus, en retenant les valeurs de L_{C1} et de P_{C1} correspondant au nouveau périmètre de la concession. La valeur $R1_n$ de l'année d'entrée en vigueur de l'avenant et de chaque année suivante est ensuite calculée conformément 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 $R1_1$ (en euros)
70 000 habitants $\leq P_c < 100$ 000 habitants	30 000
100 000 habitants $\leq P_c < 200$ 000 habitants	120 000
200 000 habitants $\leq P_c < 300$ 000 habitants	190 000
300 000 habitants $\leq P_c < 450$ 000 habitants	240 000
450 000 habitants $\leq P_c$	360 000

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

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

b- Montant maximal de la part R1

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

- 500 000 x (0,15 + 0,85 $\text{ING}_1 / \text{ING}_0$) euros, soit 784 544 euros à titre indicatif (à partir des valeurs au 31/12/2019)
- ou 600 000 x (0,15 + 0,85 $\text{ING}_1 / \text{ING}_0$) euros, soit 941 453 euros à titre indicatif (à partir des valeurs au 31/12/2019), lorsque la valeur de $(1 + P_{C1} / P_{D1})$ est égale à 2.

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

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

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

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

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

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

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

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

- **D**, durée de la concession, exprimée en années, définie à l'article 48 du cahier des charges ;
- **P_C**, population municipale¹ des communes de la concession ;
- **P_D**, population municipale¹ desservie par le concessionnaire dans le département où se situe la concession ;

Par exception, lorsque le département dans lequel se situe la concession comprend au moins une métropole⁵ ou une communauté urbaine et :

- si la concession comprend l'ensemble des communes desservies par le concessionnaire dans le département et ne faisant pas partie d'une métropole⁵ ou d'une communauté urbaine : **P_D** est égal à **P_C** ;
 - si une partie des communes de la concession fait partie d'une métropole⁵ ou d'une communauté urbaine : **P_D** est égal à la population municipale desservie par le concessionnaire dans le département en dehors des communes desservies par le concessionnaire de cette métropole ou de cette communauté urbaine qui ne sont pas dans le périmètre de la concession ;
 - si l'autorité concédante est une métropole⁵ ou une communauté urbaine, exerçant directement sa compétence d'autorité concédante sur tout ou partie de son territoire : **P_D** est égal à la 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 ;
 - **ING₂₀₁₆**, valeur de l'index « ingénierie »³ du mois de décembre 2015, soit 108,2 ;
 - **C**, 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 investissements

⁴ Les coûts de maîtrise d'œuvre sont inclus dans la mesure où ils correspondent aux coûts réels exposés justifiés à partir de la comptabilité de l'autorité concédante.

⁵ Au sens du code général des collectivités territoriales et disposant de la compétence de concession de distribution publique d'électricité.

⁶ Pour toute valeur de n supérieure à 1.

de rénovation de canalisations collectives et des dérivations individuelles associées établies avant la date mentionnée au B) de l'article 29 du présent cahier des charges, dans l'habitat existant et dans le cadre d'opérations de rénovation urbaine (ANRU) ou de réhabilitation de l'habitat vétuste ou insalubre soutenues par l'ANAH ou l'ADEME ou par d'autres dispositifs d'aides publiques ayant le même objet de réhabilitation, conformément à l'article 29, sous réserve de la production des éléments suivants :

- justificatif de l'éligibilité de l'opération,
 - convention associant l'autorité concédante, le propriétaire et le gestionnaire du réseau de distribution décrivant les modalités de rénovation et d'intégration dans la concession des branchements collectifs électriques et fixant la participation financière des parties, selon un modèle établi au plan national.
- 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 les termes I et C 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 aux termes I et C, 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.

Le montant à prendre en compte au titre des termes I et C 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 en année n ne peut excéder pour chacun des deux termes, la plus élevée des deux valeurs suivantes :

- 4 euros ou 4 euros x $(0,4 + 0,6 \text{ ING}_n / \text{ING}_{2016})$ pour le terme I,
- 2 euros ou 2 euros x $(0,4 + 0,6 \text{ ING}_n / \text{ING}_{2016})$ pour le terme C,

sans que la somme des investissements pris en compte dans les termes I et C de la part R2 de la redevance ne puisse excéder 4 euros ou 4 euros x $(0,4 + 0,6 \text{ ING}_n / \text{ING}_{2016})$.

Lorsque le montant des investissements pris en compte respectivement dans le terme C et 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 respectivement dans le terme C et dans le terme I au titre de la seule année $n+1$.

Les modalités pratiques d'application des conditions d'éligibilité au terme I sont précisées dans l'accord cadre national entre la FNCCR, France urbaine, et Enedis relatif aux investissements éligibles au terme I de la part R2 de la redevance de concession du 28 juin 2019. Cet accord cadre précise par ailleurs, et les Parties en prennent acte pour l'application du présent contrat, que le terme C est rendu caduc par la promulgation de la loi du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique (dite loi ÉLAN).

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

2.3.2.1. Part R2 calculée

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

$$R2 = [(0,6 \mathbf{B} + 0,1 \mathbf{I}) \times (1 + \mathbf{P}_C / \mathbf{P}_D) + 0,25 \mathbf{C}] \times (0,01 \times \mathbf{D} + 0,1)$$

ou

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

A la date de prise d'effet du contrat, l'autorité concédante a opté pour la formule suivante :

$$R2 = [(0,6 \mathbf{B} + 0,1 \mathbf{I}) \times (1 + \mathbf{P}_C / \mathbf{P}_D) + 0,25 \mathbf{C}] \times (0,01 \times \mathbf{D} + 0,1)$$

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.

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 :

$$[R2_{\text{versée au titre de } n-4} + R2_{\text{versée au titre de } n-3} + R2_{\text{versée au titre de } n-2} + R2_{\text{versée au titre de } n-1} + R2_{\text{calculée au titre de } n}] / 5$$

2.3.2.3 Majoration exceptionnelle de la part R2 de la redevance de concession à verser 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 2.3.2.2 ci-dessus lorsque ce dernier montant est strictement inférieur à la moyenne des parts R2 versées de 2012 à 2015 soit 1 396 126 euros,
- 5 % du montant de la part R2 à verser selon les dispositions prévues à l'article 2.3.2.2 ci-dessus lorsque ce dernier montant est égal ou supérieur, dans la limite de 30 000 euros, à la moyenne des parts R2 versées de 2012 à 2015 soit 1 396 126 euros.

2.3.2.4. Clause de revoyure

Lorsque 5 ans au moins se seront écoulés à compter de la date de signature de l'accord-cadre entre la FNCCR, France urbaine, Enedis et EDF du 21 décembre 2017, la liste des investissements éligibles aux termes I et C 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.

En cas de signature d'un avenant au présent contrat étendant le périmètre de la concession à l'ensemble des communes du territoire desservi par le concessionnaire dans le département, ledit avenant fixe les montants en euros que l'autorité concédante décide d'affecter, respectivement, aux parts R1 et R2. Le montant affecté à la part R1 ne peut être inférieur à 100 000 euros.

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 article est affectée par l'autorité organisatrice à chacune des parts R1 et R2, sans modification de la répartition en pourcentage appliquée lors du premier versement de cette majoration consécutif à l'entrée en vigueur de l'avenant susmentionné ;
- le montant de R1 à verser chaque année n dans les conditions prévues au paragraphe 2.2.2. ci-dessus est majoré du montant en euros calculé selon la répartition convenue ci-dessus ; le total ainsi obtenu correspond à la part R1 de la redevance à verser à l'autorité concédante ;
- le montant de la part R2 calculée chaque année selon les modalités précisées au paragraphe 2.3.2.1. ci-dessus est majoré du montant en euros calculé selon la répartition convenue ci-dessus.

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

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

2.6. Avant le 30 mars, le gestionnaire du réseau de distribution transmet à l'autorité concédante la valeur de **L_C, P_C, P_D et ING**. 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.

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 en application de la législation en vigueur et mentionnées à l'article 4 B du cahier des charges.

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

ARTICLE 4 INTEGRATION DES OUVRAGES DANS L'ENVIRONNEMENT

A - En application du A) de l'article 8 du cahier des charges, le gestionnaire du réseau de distribution participe à raison de 40 % du coût hors TVA au financement de travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante aux fins d'intégration des ouvrages de la concession dans l'environnement, dans les conditions ci-après.

Le montant de cette contribution est fixé chaque année d'un commun accord entre les parties, à partir de l'examen du programme de travaux prévu dans ce domaine par l'autorité concédante, en tenant compte de l'évolution éventuelle du périmètre, des caractéristiques de la concession et de l'apport de ces travaux à la sécurisation des réseaux, en dehors des programmes d'aides pour l'électrification rurale ou de tout autre programme de péréquation des charges d'investissement financé avec le concours des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité qui lui serait adjoint ou substitué.

Si certaines opérations du programme de l'année n ne sont pas achevées au 31 décembre de l'année n , ces opérations seront imputées sur le montant de la contribution de l'année n , sous réserve qu'elles soient achevées avant le 31 décembre de l'année $n+1$.

Le montant de la contribution ainsi convenu est versé suivant des modalités et dans des délais définis d'un commun accord entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution.

En cas de retard du concessionnaire dans le versement de cette contribution — ou de l'une de ses fractions, si celle-ci doit être versée en plusieurs fois — l'autorité concédante peut, sauf si ce retard est de son fait, appliquer des intérêts de retard selon les dispositions de l'article 1231-6 du code civil.

B - Les périmètres et pourcentages visés aux alinéas 2, 3 et 4 du B) de l'article 8 du cahier des charges sont définis comme suit :

a) Périmètre visé à l'alinéa 2 :

Les nouvelles canalisations sont souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles sauf impossibilité technique démontrée imposant l'emploi d'une technique aérienne, ou tout autre technique discrète appropriée lorsqu'elles se situent, selon la perspective visuelle, dans un périmètre de 500 m⁷ autour des immeubles classés parmi les monuments historiques ou inscrits à l'inventaire supplémentaire, ainsi que dans les sites classés ou inscrits.

Les nouvelles canalisations seront réalisées selon les mêmes techniques dans le périmètre :

⁷ 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.

- Des zones agglomérées des communes (la zone agglomérée est définie par la position des panneaux d'entrée et de sortie d'agglomération prévus par le code de la route),
- Des réserves naturelles
- Des zones naturelles d'intérêt écologique, faunistique et floristique (ZNIEFF) et zones Natura 2000
- Des secteurs acquis ou les zones de préemption au titre des espaces naturels sensibles (conservatoire du littoral, communes, département ou région)
- Des périmètres protégés par des arrêtés préfectoraux de biotope
- Des zones de protection du patrimoine architectural, urbain et paysager (ZPPAUP)
- De la bande littorale hors espaces urbanisés, définie par la loi du littoral.

b) Pourcentage visé à l'alinéa 3 :

Dans les zones U des communes dotées d'un plan d'occupation des sols ou d'un plan local d'urbanisme communal ou intercommunal, au droit de tous les établissements d'enseignement : les nouvelles canalisations sont souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeuble ou tout autre technique discrète, selon un pourcentage minimal de 90 % (HTA) et de 80 % (BT) 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 70 % (HTA) et de 50 % (BT) de la longueur totale construite annuellement par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa.

d) Branchements

Sauf cas particulier ou impossibilité technique, les branchements nouveaux seront réalisés en souterrain ou en aéro-souterrain-

e) Bâtiments et enveloppes préfabriqués

Toute construction de bâtiment ou toute implantation d'enveloppes préfabriquées, dont le concessionnaire sera maître d'ouvrage, devra recevoir au préalable l'accord de la commune concernée. Le concessionnaire s'engage à fournir aux communes les éléments nécessaires à l'appréciation de l'intégration de l'ouvrage dans l'environnement.

L'accord de la commune sera délivré sur le fondement d'un plan d'insertion de l'ouvrage dans l'environnement complété par un schéma visuel de l'ouvrage dans son contexte.

f) Rénovation des postes de transformation en service

Les parties peuvent s'engager, au travers d'une convention, à rénover des postes de transformation en service en collaboration avec des associations d'insertion.

g) Dossiers de construction d'ouvrages du réseau de distribution publique d'électricité

Le concessionnaire et l'autorité concédante s'engagent :

- À joindre à tout dossier d'approbation et de réalisation d'ouvrages du réseau public d'électricité, une notice expliquant l'objet du projet, les choix de la technique retenue, du tracé et des implantations d'ouvrages et précisant la consistance du projet au regard des dispositions du a) b) c) du B) de présent article ;
- À joindre un plan d'insertion des bâtiments et enveloppes préfabriquées dans l'environnement complété par un schéma visuel de l'ouvrage dans son contexte dans le cadre des renouvellements et renforcements.

h) Destruction des poteaux béton déposés

Le concessionnaire s'engage à réaliser à ses frais la centralisation et la destruction des poteaux béton déposés dans le cadre des travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante.

L'autorité concédante indiquera chaque année le nombre de supports déposés au concessionnaire.

i) Traitement des poteaux bois déposés

Les poteaux en bois déposés, du fait de leur traitement par la créosote ou les CCA, sont considérés comme des déchets dangereux.

Le concessionnaire et l'autorité concédante interdisent toute cession de poteaux bois issus du réseau électrique et organisent, chacun pour ce qui le concerne, le traitement et la valorisation de ces déchets.

j) Autres actions environnementales

Le concessionnaire et l'autorité concédante s'engagent à mener une réflexion sur des expérimentations et des actions qu'ils pourraient mener en commun en matière de traitement de déblais de tranchées et de traitement des déchets de chantier et à favoriser la pose de transformateurs à pertes réduites, qui présentent le double avantage d'être moins bruyants et moins consommateurs d'énergie.

Autant que nécessaire, le concessionnaire et l'autorité concédante développeront des actions communes à mener dans le domaine de l'environnement et du développement durable.

ARTICLE 5 MAITRISE D'OUVRAGE

A) Répartition de la maîtrise d'ouvrage

Pour l'application des articles 6, 7 et 8 du cahier des charges, conformément à l'accord-cadre signé entre la FNCCR, France urbaine, Enedis et EDF le 21 décembre 2017, la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux sur les réseaux concédés est établie en fonction de l'origine et de la nature des travaux et de la catégorie des communes comme suit⁸ :

	Nature des travaux	Catégorie de commune	Observations
--	---------------------------	-----------------------------	---------------------

⁸ 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%.

Origine des travaux		Urbaine		Rurale	
		A	B	C	
Renforcements					
Levée de contrainte électrique des réseaux BT	Renforcement des réseaux BT et, si nécessaire, remplacement ou création, et raccordement d'un poste de transformation associé	Enedis	Enedis	SDEM50 (1)	
Levée de contrainte électrique des réseaux HTA	Renforcement des réseaux HTA	Enedis	Enedis	Enedis	
Sécurisation					
Amélioration de la continuité d'alimentation du réseau concédé	Sécurisation des réseaux BT	Enedis	Enedis	SDEM50 (2)	
	Fiabilisation des réseaux HTA	Enedis	Enedis	Enedis	
Raccordement					
Extensions HTA	Extension HTA pour le raccordement d'une installation de consommation ou de production, y compris les installations collectives	Enedis	Enedis	Enedis	
Extensions BT	Extension BT pour le raccordement individuel d'une installation de consommation (hors installation communale ou intercommunale)	Enedis	Enedis	SDEM50	
	Extension BT pour le raccordement individuel d'une installation de consommation communale ou intercommunale	Enedis	SDEM50	SDEM50	
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (immeuble, lotissement, ...) hors ZAC	Enedis	SDEM50	SDEM50	
	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, ...) hors ZAC	Enedis	Enedis	SDEM50	
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) dans les ZAC	Enedis	Enedis	SDEM50	

	Extension BT pour le raccordement d'une installation de production ≤ 6 kVA, simultané avec une installation individuelle de consommation	Enedis	Enedis	SDEM50	
	Extension BT pour le raccordement de bâtiments publics neufs comportant simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et de la consommation.	Enedis	Enedis	SDEM50	
	Extension BT pour le raccordement de toute autre installation de production	Enedis	Enedis	Enedis	
Branchements	Branchement individuel BT d'une installation de consommation avec ou sans extension	Enedis	Enedis	Enedis	
	Branchement de toute installation de production	Enedis	Enedis	Enedis	
	Branchement collectif d'un immeuble	Enedis	Enedis	Enedis	
Ouvrages BT sur terrain d'assiette des raccordements collectifs	Ouvrages de branchement et d'extension BT sur terrain d'assiette d'une opération collective sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (au moins 3 PDL) (immeuble, lotissement, ZAC)	Enedis	SDEM50 (3)	SDEM50 (3)	
	Ouvrages de branchement et d'extension BT sur terrain d'assiette d'une opération collective sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale (au moins 3 PDL) (immeuble, lotissement, ZAC)	Enedis	Enedis	SDEM50 (3)	
Intégration des ouvrages dans l'environnement	Effacement (BT)	SDEM50	SDEM50	SDEM50	
	Effacement (HTA)	Enedis	Enedis	Enedis	
Déplacements d'ouvrage	Déplacements d'ouvrage à la demande de tiers	Enedis	Enedis	Enedis	
Dépose d'ouvrage	Dépose d'ouvrage BT mis hors service	Enedis	Enedis	SDEM50	
	Dépose d'ouvrage HTA mis hors service	Enedis	Enedis	Enedis	

(1) Maîtrise d'ouvrage d'Enedis en cas de mutation seule du transformateur (sans travaux d'adaptation des équipements).

(2) Si nécessaire, maîtrise d'ouvrage du SDEM50 pour remplacement ou création et raccordement d'un poste de transformation associé

(3) Maîtrise d'ouvrage du SDEM50 pour la liaison réseau (liaison A) le cas échéant.

Afin de respecter les principes de répartition de la maîtrise d'ouvrage précisés dans l'accord cadre du 21 décembre 2017, tout en permettant au SDEM50 de pouvoir intervenir par exception sur le réseau HTA lorsqu'il est maître d'ouvrage de travaux sur le réseau BT, une mesure de niveau d'intervention du SDEM50 sur le réseau HTA sera réalisée par période de chaque PPI.

Dans le cas où le niveau d'intervention sur une période du PPI serait supérieure au niveau d'intervention sur le PPI précédent les parties s'engagent à se rapprocher afin d'analyser les causes de cet écart et le cas échéant de rééquilibrer les niveaux d'intervention.

Au terme du premier PPI, ce niveau d'intervention sur la durée de ce PPI sera mesuré par rapport à une valeur initiale de 45 km.

Sans préjudice de la répartition de la maîtrise d'ouvrage en matière de branchement précisée dans le tableau ci-dessus le SDEM50 est habilité à modifier- déplacer- et/ ou reprendre les branchements existants dans le cadre d'opérations de renforcement, d'effacement ou de sécurisation dont il est maître d'ouvrage

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.

Les catégories de communes sont définies comme suit :

Catégorie A : communes urbaines pour lesquelles le SDEM50 ne perçoit pas ou reverse la Taxe Communale sur la Consommation Finale d'Electricité (TCCFE).

Catégorie B : communes urbaines qui reversent au SDEM50 au moins la moitié de la TCCFE qu'elles perçoivent ou lorsque le SDEM50 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%.

Catégorie C : communes relevant du régime rural de l'électrification.

Le périmètre de la maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale est défini comme suit :

Maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale : maîtrise d'ouvrage et/ou installation réalisée par les communes, établissements publics de coopération intercommunale, syndicats mixtes, pôles d'équilibre territoriaux et ruraux, ainsi que les bailleurs sociaux publics et privés et les entreprises publiques locales intervenant pour le compte d'une commune dans le cadre d'une délégation de maîtrise d'ouvrage ou d'un mandat.

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 (puissance limite de raccordement > 250 kVA-<40 MW) ou de production.

Extension BT pour raccordement individuel d'une installation de consommation communale ou intercommunale : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement individuel d'une installation de consommation communale ou inter communale. Ces travaux incluent, le cas échéant, la création d'un poste HTA/BT et son raccordement au réseau HTA .

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. Ces travaux incluent, le cas échéant, la création d'un poste HTA/BT et son raccordement au réseau HTA.

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). Ces travaux incluent, le cas échéant, la création d'un poste HTA/BT et son raccordement au réseau HTA.

Une installation de consommation est dite collective quand le pétitionnaire est unique et demande la réalisation simultanée des ouvrages de raccordement (au moins 3 PDL).

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.

- Le raccordement est dit collectif lorsqu'il a pour objet de raccorder simultanément au moins trois points de raccordement.
- Une extension est dite « dans les ZAC » lorsque les travaux d'extension BT ont pour objet de raccorder une ZAC.

Cette définition s'applique lorsque les deux conditions de mise en œuvre de la répartition de la maîtrise d'ouvrage des raccordements collectifs sur terrain d'assiette des opérations ne sont pas réunies : simultanéité de réalisation des branchements et de l'extension, et pétitionnaire unique. Les schémas ci-dessous rappellent la répartition de la maîtrise d'ouvrage dans chaque cas existant.

Cas n° 1 : le pétitionnaire sollicite des travaux d'extension situés hors du terrain d'assiette de la ZAC

Terrain d'assiette de la ZAC sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale ou non

Ouvrages d'extension situés hors du terrain d'assiette de la ZAC

La répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux d'extension s'organise comme suit :

Catégorie de communes		
Urbaine		Rurale
A	B	C
Enedis	Enedis	SDEM50

Cas n° 2 : Le pétitionnaire réalise des travaux d'extension situés dans le terrain d'assiette de la ZAC et ne sollicite pas simultanément des travaux de branchement

Terrain d'assiette de la ZAC sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale ou non

Ouvrages d'extension situés dans le terrain d'assiette de la ZAC.

La répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux d'extension, sur le terrain d'assiette de cette opération de raccordement collectif, s'organise comme suit :

Catégorie de communes		
Urbaine		Rurale
A	B	C
Enedis	Enedis	SDEM50

Nota bene : lorsque les travaux d'extension sont situés uniquement sur le terrain d'assiette de la ZAC et qu'ils s'accompagnent de travaux de branchement simultanés et sollicités par le même pétitionnaire, la répartition de la maîtrise d'ouvrage s'organise selon les dispositions du tableau de répartition pour ce qui concerne les ouvrages BT sur terrain d'assiette des raccordements collectifs.

Nature des travaux	Catégorie de communes		
	Urbaine		Rurale
	A	B	C
Ouvrages de branchement et d'extension BT sur terrain d'assiette d'une opération collective sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (au moins 3 PDL) (immeuble, lotissement, ZAC)	Enedis	SDEM50	SDEM50

Nature des travaux	Catégorie de communes		
	Urbaine		Rurale
	A	B	C
Ouvrages de branchement et d'extension BT sur terrain d'assiette d'une opération collective sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale (au moins 3 PDL) (immeuble, lotissement, ZAC)	Enedis	Enedis	SDEM50

Cas n° 3 : le pétitionnaire sollicite des travaux d'extension situés dans et hors du terrain d'assiette de la ZAC

Cas n° 3-1 : ce même pétitionnaire ne sollicite pas simultanément des travaux de branchement

Terrain d'assiette de la ZAC sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale ou non

Ouvrages d'extension situés dans et hors du terrain d'assiette de la ZAC.

La répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux d'extension dans et en dehors du terrain d'assiette de la ZAC s'organise comme suit :

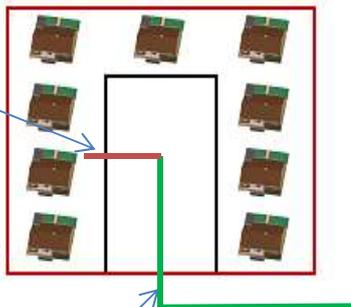
Catégorie de communes		
Urbaine		Rurale
A	B	C
Enedis	Enedis	SDEM50

Nota bene : la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux de branchements, sollicités par un autre pétitionnaire ou sollicités non simultanément avec les travaux d'extension, s'organise selon les dispositions du tableau de répartition pour la finalité des travaux de branchement.

Catégorie de communes		
Urbaine		Rurale
A	B	C
Enedis	Enedis	Enedis

Cas n°3-2 : ce même pétitionnaire sollicite des travaux de branchement simultanément

Ouvrages de branchement sollicités par le même pétitionnaire et simultanément aux travaux d'extension.



Terrain d'assiette de la ZAC sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale ou non.

Ouvrages d'extension situés dans et hors du terrain d'assiette de cette opération de raccordement collectif

1) La répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux d'extension, en dehors du terrain d'assiette de la ZAC, s'organise comme suit :

Catégorie de communes		
Urbaine		Rurale
A	B	C
Enedis	Enedis	SDEM50

2) La répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux d'extension et de branchement, sur le terrain d'assiette de la ZAC, s'organise comme suit :

Nature des travaux	Catégorie de communes		
	Urbaine		Rurale
	A	B	C
Ouvrages de branchement et d'extension BT sur terrain d'assiette d'une opération collective sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (au moins 3 PDL) (immeuble, lotissement, ZAC)	Enedis	SDEM	SDEM50
Ouvrages de branchement et d'extension BT sur terrain d'assiette d'une opération collective sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale (au moins 3 PDL) (immeuble, lotissement, ZAC)	Enedis	Enedis	SDEM50

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). Ces travaux incluent, le cas échéant, la création d'un poste HTA/BT et du réseau HTA associé.

Une installation de consommation est dite collective quand le pétitionnaire est unique et demande la réalisation simultanée des ouvrages de raccordement (au moins 3 PDL).

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

- Ce bâtiment est dit « public neuf » lorsqu'il s'agit d'une construction neuve réalisée sous maîtrise d'ouvrage d'une personne publique.
- Le raccordement d'installation(s) de production et de consommation est dit simultanément lorsqu'il intervient dans le cadre d'une même opération c'est-à-dire sur un même site, dans un délai similaire et qu'il concerne un même projet

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

Branchements individuels 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.

Branchements individuels 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.

Branchements 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 (liaison A) 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.

- Dans ce cadre, les ouvrages de branchement et d'extension BT sont réalisés simultanément.

Ouvrages de branchement (liaison A) 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.

Liaison A : ouvrages du branchement à l'aval du point de dérivation du réseau et à l'amont du coffret de coupure et de protection individuel (CCPI) ou collectif (CCPC).

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.

Dépose d'ouvrage mis hors service : suppression d'ouvrage HTA ou BT mis hors service sans création d'un ouvrage en renouvellement, en déplacement, en effacement, à l'exclusion des seuls branchements laissés en déshérence et déposés par le concessionnaire.

Lorsque des travaux d'extension, de renforcement, de sécurisation, d'effacement, de renouvellement... entraînent une dépose des ouvrages, celle-ci est réalisée par le maître d'ouvrage des travaux générateurs de la dépose.

Article D342-1 du Code de l'énergie (version à date de la signature) :

Créé par Décret n°2015-1823 du 30 décembre 2015 - art.

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.

Article D342-2 du Code de l'énergie (version à date de la signature) :

Créé par Décret n°2015-1823 du 30 décembre 2015 - art.

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 :

1° 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 ;

2° 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) ;

3° Jeux de barres HTB et HTA et tableaux BT ;

4° 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 ne font pas partie de l'extension.

Lorsque le raccordement s'effectue à une tension inférieure au domaine de tension de raccordement de référence, défini par les règlements pris en application de l'article L. 342-5, l'extension est également constituée des ouvrages nouveaux ou créés en remplacement des ouvrages existants dans le domaine de tension de raccordement de référence et reliant le site du demandeur aux postes de transformation vers le domaine de tension supérieur au domaine de tension de raccordement de référence les plus proches.

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 aux postes d'interconnexion les plus proches.

L'extension inclut les installations de comptage des utilisateurs raccordés dans le domaine de tension HTA.

ARTICLE 6

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

Chaque année, le gestionnaire du réseau de distribution fournit sans facturation additionnelle à l'autorité concédante, à sa demande, les informations nécessaires (état décrivant les contraintes, y compris la chute de tension dans le transformateur, et caractéristiques du réseau basse tension) lui permettant d'identifier le nombre et la localisation des départs du réseau basse tension nécessitant des travaux de 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.

ARTICLE 7

TRAVAUX SOUS TENSION

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

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

ARTICLE 8

COMPTE-RENDU ANNUEL D'ACTIVITE DE LA CONCESSION

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

A) Indicateurs relatifs à la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité

1° Caractéristiques de la concession

- Nombre d'utilisateurs desservis par le réseau concédé
- Quantités d'énergie acheminée (en kWh)
- Recettes d'acheminement détaillées par puissance

- Quantité d'énergie produite par type de production (en kWh)
- Puissance nouvelle raccordée (consommation / production en kVA)
- Nombre de compteurs Linky posés
- Nombre de compteurs Linky communicants posés.

2° Indicateurs descriptifs physiques des ouvrages

- Nombre de kilomètres de réseau relevant du domaine de tension HTA
- Nombre de kilomètres de réseau relevant du domaine de tension BT, dont
 - Longueur des fils nus de faibles sections ($\leq 14 \text{ mm}^2$ Cu et $\leq 22 \text{ mm}^2$ Alu)
- Longueur moyenne des 10% de départs les plus longs (km)
- Taux d'enfouissement du réseau HTA
- Taux d'enfouissement du réseau BT
- Répartition par tranche d'âge de 10 ans des différents types d'ouvrage
- Nombre de postes HTA/BT par catégories :
 - dont poste sur poteau H61
 - dont poste cabine haute
 - dont poste cabine basse
- Nombre moyen d'OMT/départ HTA aérien

3° Indicateurs relatifs aux raccordements

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

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

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

- Durée moyenne annuelle de coupure perçue par un client alimenté en BT, toutes causes d'interruption confondues, hors incident exceptionnel⁹ (en minutes)
 - dont l'origine de l'incident est située sur le réseau d'électricité géré par une société gestionnaire d'un réseau de transport d'électricité
 - dont l'origine de l'incident est située au niveau d'un poste source
 - dont l'origine de l'incident est située sur un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité relevant du domaine de tension HTA (« incident HTA »)
 - dont l'origine de l'incident est située sur un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité relevant du domaine de tension BT (« incident BT »)
 - ayant pour origine des travaux sur le réseau public de distribution d'électricité.
- Nombre d'incidents HTA pour 100 km de réseau
 - dont aérien
 - dont souterrain
- Nombre d'incidents BT pour 100 km de réseau
 - dont aérien
 - dont souterrain
- Nombre de coupures à la suite d'incidents sur le réseau public de distribution d'électricité
 - dont nombre de coupures d'une durée supérieure à 3 minutes (ci-après « coupure longue »)
 - dont nombre de coupures d'une durée supérieure ou égale à 1 seconde et inférieure ou égale à 3 minutes (ci-après « coupure brève »).
- Nombre de coupures pour travaux sur le réseau public de distribution d'électricité
 - dont nombre de coupures pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension HTA
 - dont nombre de coupures pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension BT.
- Durée moyenne des coupures pour travaux perçue par un client alimenté en BT
 - dont pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension HTA
 - dont pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension BT.
- Fréquence des coupures longues, toutes causes confondues
- Fréquence des coupures brèves, toutes causes confondues.
- Nombre de clients BT ayant subi plus de 6 coupures longues, toutes causes confondues
 - dont nombre de clients BT affectés par plus de 6 coupures longues, hors incidents BT
- Nombre de clients BT ayant subi plus de 30 coupures brèves, toutes causes confondues
- Nombre de clients BT ayant subi plus de 3 heures de coupure, en durée cumulée sur l'année, toutes causes confondues
 - dont nombre de clients BT ayant subi plus de 3 heures de coupure, en durée cumulée sur l'année, hors incidents BT
- Nombre de clients BT affectés par une interruption de fourniture d'une durée supérieure à 6 heures consécutives, quelle que soit la cause de l'interruption de fourniture.
- Taux (en %) de départs BT comportant au moins un client BT mal alimenté¹⁰
- Taux (en %) de départs HTA comportant au moins un point de livraison HTA dont la tension d'alimentation est inférieure de plus de 5% à la tension contractuelle.
- Nombre de clients BT mal alimentés
- Taux (en %) de clients BT mal alimentés.

5° Indicateurs de la qualité du service au client

- Taux de mise en service sur installation existante dans les délais standards ou convenus
- Taux de résiliation dans les délais standards ou convenus

⁹ Les incidents exclus des statistiques de coupure de façon à déterminer l'indicateur « hors incidents exceptionnels » sont ceux qui sont définis par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans ses délibérations tarifaires comme des événements exceptionnels au sens de la régulation incitative de la continuité d'alimentation.

¹⁰ Un client BT est considéré comme mal alimenté lorsque, au moins une fois au cours de l'année civile dont il est rendu compte, sa tension d'alimentation, moyennée sur 10 minutes, est inférieure à 90% de la tension nominale mentionnée à l'article 1^{er} de l'arrêté du 24 décembre 2007 pris en application du décret n°2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité ou supérieure à 110% de la tension nominale.

- Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement concernant des installations de consommation de puissance inférieure à 36 kVA (entre date de réception de l'accord sur la proposition de raccordement et date réelle de mise en exploitation), pour les branchements simples C5
- Taux de réponse aux réclamations sous 15 jours calendaires
- % des réclamations des clients particuliers (segment C5), concernant les activités suivantes :
 - Raccordement
 - Relève et facturation
 - Accueil
 - Intervention techniques et mises en service
 - Qualité de la fourniture
- Taux d'accessibilité de l'accueil dépannage par les clients BT avec une puissance inférieure ou égale à 36 kVA
 - Nombre d'appels reçus
 - Nombre d'appels donnant lieu à un dépannage.

6° Indicateurs de satisfaction des clients

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

7° Indicateurs sur les éléments financiers

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

- Achats dont coût d'accès au réseau amont et couverture de pertes,
- Charges de personnel,
- Redevances de concession,
- Impôts et taxes,
- Charges centrales et autres charges d'exploitation,
- Charges calculées :
 - dotations aux amortissements des biens en concession distinguant l'amortissement des financements du concessionnaire d'une part, et celui des financements de l'autorité concédante et des tiers d'autre part,
 - autres amortissements,
 - autres dotations d'exploitation.
- Produits et charges exceptionnels, le cas échéant.

8° Indicateurs relatifs au patrimoine concédé

- Valorisation en fin d'exercice des ouvrages concédés avec un détail par catégories d'ouvrages (en euros) :
 - Valeur brute des ouvrages
 - Amortissement cumulés
 - Valeur nette comptable
 - Provisions pour renouvellement cumulées
 - Valeur de remplacement
- Variation des valeurs brutes au cours de l'exercice écoulé, par catégories d'ouvrages (en euros) :
 - Valeur brute au 1^{er} janvier
 - Mises en service dans l'année dont apports nets du concessionnaire et apports externes nets
 - Retraits en valeur brute dans l'année
 - Valeur brute au 31 décembre
- Information sur les durées d'amortissement par catégories d'ouvrages
- Synthèse des passifs spécifiques de concession, par catégories d'ouvrages, distinguant les financements respectifs du concédant et du concessionnaire, les amortissements de financements du concédant et le solde de la provision pour renouvellement (en euros)

B) Indicateurs relatifs à la mission de fourniture d'énergie électrique aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente

1° Caractéristiques de la concession

a) Caractéristiques des clients de la concession :

- Nombre total de clients de la concession aux tarifs réglementés de vente (TRV) au 31 décembre
- Nombre de clients ayant souscrit un contrat TRV au cours de l'exercice
- Nombre de clients ayant résilié leur contrat TRV au cours de l'exercice
- Ventilation¹¹ des clients de la concession au 31 décembre
 - par tarif : Bleu résidentiel, Bleu non résidentiel
 - 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

¹¹ Les segmentations des tarifs, options et puissances souscrites sont mentionnées telles qu'elles existent à la date de signature du présent contrat. Les clients résidentiels correspondent aux clients particuliers.

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

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

2° Qualité du service rendu aux clients

a) Facturation :

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

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

- Nombre de lettres uniques de relance envoyées au cours de l'exercice, dans le cadre des dispositions du décret n°2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau
- Nombre de coupures demandées par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente au gestionnaire du réseau de distribution au cours de l'exercice
- Nombre de coupures effectives réalisées par le gestionnaire du réseau de distribution au cours de l'exercice
- Taux de coupures effectives par rapport à celles demandées au cours de l'exercice
- Nombre de résiliations de contrats à l'initiative du fournisseur aux tarifs réglementés de vente suite à coupure au cours de l'exercice
- Nombre de clients en situation de coupures effectives réalimentés au début de la période hivernale de l'exercice considéré¹², au titre de l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles
- Nombre de réductions de puissance effectuées pendant la période hivernale¹³
- Nombre de réductions de puissance effectuées au cours de l'exercice
- Nombre de clients en situation de réduction de puissance au 31 décembre
- Nombre de clients dont le compte clients a été crédité avec un chèque énergie au cours de l'exercice

c) Autres services rendus aux clients de la concession :

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

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

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

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

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

e) Satisfaction des clients :

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

3° Eléments financiers de la concession :

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

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

ARTICLE 9 EXERCICE DU CONTROLE

Les opérations de contrôle du bon accomplissement par le concessionnaire de ses missions, mentionnées à l'article 44 du cahier des charges, sont organisées par l'autorité concédante. Sans préjudice de la faculté pour les agents de contrôle de l'autorité concédante de procéder à tout moment à toutes vérifications et de prendre connaissance sur place, ou copie, de toutes informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier 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 deux mois avant la date prévisionnelle des opérations de contrôle. Cette notification est adressée par écrit au(x) représentant(s) du concessionnaire concerné(s) tel(s) que désigné(s) à l'article 54 du cahier des charges.

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

¹⁴ Correspond aux réclamations reçues par courrier et par voie numérique

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

B) Organisation de la mission de contrôle

A la demande de la partie la plus diligente, une réunion préparatoire pourra être organisée afin de compléter ou de préciser les indications ainsi notifiées et de convenir du calendrier de la mission.

C) Déroulement de la mission de contrôle

Dans le cadre du calendrier ainsi convenu, le concessionnaire désigne des agents qualifiés qui sont les interlocuteurs des agents de contrôle de l'autorité concédante et qui leur fournissent les informations utiles à l'exercice de leur mission de contrôle sans préjudice des dispositions du D) ci-après.

En toutes circonstances, les agents de contrôle de l'autorité concédante veilleront à limiter au strict nécessaire la gêne occasionnée à l'exploitation.

D) Informations sensibles

Les informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi, dont la liste figure notamment à l'article R. 111-26 du code de l'énergie, seront remises par le concessionnaire exclusivement à l'agent de contrôle de l'autorité concédante habilité et assermenté¹⁶ à cet effet.

Ces informations lui seront remises en main propre contre signature d'une attestation mentionnant notamment la date de la mission de contrôle, l'identité de l'agent de contrôle et la description des informations remises.

Cet agent devra être en mesure de présenter aux représentants du concessionnaire tout titre ou document attestant de sa désignation par l'exécutif de l'autorité concédante, de son habilitation à recevoir les informations ci-dessus et de sa prestation de serment.

Sans préjudice de la protection par la loi d'autres données, les données à caractère personnel ne peuvent être communiquées par le concessionnaire à l'agent de contrôle qu'après le consentement de la personne concernée.

E) Rapport de contrôle intégrant les préconisations de l'autorité concédante

A l'issue de ces opérations de contrôle périodique, si l'agent de contrôle désigné par l'autorité concédante formule des recommandations relatives à l'exécution du contrat par le concessionnaire, il notifie le projet de rapport à ce dernier. Celui-ci dispose d'un délai de quatre 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 quatre 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 autonome

¹⁶ Conformément à la législation en vigueur

d'électricité utilisant l'énergie photovoltaïque¹⁷ et dont l'usage s'inscrit dans la durée (ci-après « les moyens de desserte décentralisés »).

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

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

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

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

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

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

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

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

Dans l'hypothèse où il serait nécessaire d'augmenter la capacité de l'installation en site isolé eu égard aux évolutions des besoins des clients desservis par cette installation, l'augmentation de puissance fait l'objet d'une étude par le maître d'ouvrage concernée visant à déterminer la solution technique la mieux adaptée pour satisfaire cette demande comme s'il s'agissait d'une nouvelle desserte.

Sur la base des informations communiquées par le gestionnaire du réseau de distribution, ce dernier pourra décider, le cas échéant, en accord avec l'autorité concédante, de mettre fin à l'exploitation d'une installation en site isolé et d'organiser son retrait du périmètre de la concession.

Par ailleurs, à l'échéance de la durée d'amortissement de chaque installation en site isolé fixée à 20 ans, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution en charge de l'exploitation du site isolé se rapprochent afin d'évaluer l'intérêt d'une poursuite de l'activité de ce dernier au regard des conditions énoncées

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

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

B) Etat récapitulatif des moyens de desserte décentralisés

Le concessionnaire fournit un état annuel récapitulatif, au 31 décembre de l'année précédant la production de cet état, les installations en site isolé. Cet état précise la localisation de chaque installation, sa puissance et la date d'entrée en concession.

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

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

ARTICLE 11

EVOLUTIONS DES TECHNIQUES DE DISTRIBUTION ET NIVEAU DE TENSION

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

ARTICLE 12

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

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

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

ARTICLE 13

MESURES POUR ACCOMPAGNER LA TRANSITION ENERGETIQUE

L'autorité concédante et le gestionnaire de réseau s'engagent à coopérer activement à la mise en œuvre concrète de la transition énergétique dans une convention définissant les modalités de partage d'expertise, nécessaire à la vision prospective des réseaux et à la déclinaison opérationnelle des engagements environnementaux du chapitre 3 du cahier des charges.

Cette convention s'inscrit dans la stratégie en faveur de la transition énergétique, définie par l'autorité concédante avec les EPCI Manchois, visant entre autres à réduire la consommation d'énergies et promouvoir les énergies renouvelables.

Cette convention particulière est signée entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution concomitamment à la signature du présent contrat de concession.

Cette convention pourra être complétée par des conventions spécifiques.

ARTICLE 14 -ACTIONS CONJOINTES DE LUTTE CONTRE LA PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE

14.1 Contribution du gestionnaire de réseau à la lutte contre la précarité énergétique

Cette contribution est décrite dans la convention mentionnée à l'article 13 ci-dessus.

14.2 Contribution du fournisseur aux tarifs réglementés à la lutte contre la précarité énergétique

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente et l'autorité concédante pourront convenir d'actions en vue d'aider les foyers en situation de précarité à maîtriser leur consommation d'énergie. Ces actions pourront porter sur :

- Des conseils aux économies d'énergie,
- Une sensibilisation à la maîtrise de l'énergie à destination du jeune public,
- Des actions d'informations et de sensibilisation sur la précarité énergétique.

Les modalités techniques et financières de l'intervention du fournisseur aux tarifs réglementés de vente seront préalablement fixées entre les deux parties.

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

**ATTESTATION D'INVESTISSEMENT
SUR LE RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ
ETABLIE POUR LE CALCUL DE LA REDEVANCE DE CONCESSION**

Annexe 1 au cahier des charges de la concession

I – MAITRE D'OUVRAGE :

Nom et adresse de l'autorité concédante
Représenté par *nom du président ou du maire*

II – RECEVEUR – PAYEUR DE LA COLLECTIVITE :

Trésorerie de *nom de la trésorerie*

III – REPRESENTANT DU CONCESSIONNAIRE :

Enedis
Adresse de la Direction Territoriale

IV – CONTRAT :

Contrat de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique signé le *date de signature du contrat*

V – NATURE ET SITUATION DES BIENS :

Voir le tableau annexé à la présente attestation.

VI – MISE A DISPOSITION DES BIENS :

Après réception par *nom du concédant*, les ouvrages ont été mis à la disposition du concessionnaire de distribution publique d'énergie électrique aux dates indiquées dans le tableau annexé à la présente attestation.

VII – PROGRAMME & FINANCEMENT :

Voir le tableau annexé à la présente attestation. Sont exclus tous les travaux bénéficiant des aides versées par le CAS FACE.

VIII – ETAT DES PAIEMENTS EFFECTUES ET TAXE AFFERENTE :

Mandats			Montants (euros)		
Exercice	Date	N°	TTC	H.T.	T.V.A.
			,	,	,
			,	,	,

MAITRE D'OUVRAGE
Fait à :
Le :
Cachet du maître d'ouvrage
Signature du représentant du maître d'ouvrage

COMPTABLE PUBLIC
Fait à :
Le :
Cachet
Signature

ATTESTATION D'INVESTISSEMENT N° _____ POUR LA PERIODE DU *XX/XX/XXXX* AU *XX/XX/XXXX*

NATURE ET SITUATION DES BIENS						FINANCEMENT		REMISE DES OUVRAGES	MANDATS	MONTANTS (EUROS)		
N° affaire Enedis (ex. D327/XXX)	N° affaire autorité concédante	Nature du bien (à titre d'exemple : réseau BT, poste HTA/BT, réseau HTA)	Type de travaux (renforcement, effacement, sécurisation, étude, ...)	Commune / lieu-dit	Situation du bien (préciser adresse postale ou repère géographique)	Nature du financement (Préciser la nature et la répartition des financements : fonds propres, article 8, convention, autres)	En cas de financement par des tiers : Indiquer le montant de la participation des tiers	Date de mise à disposition du bien	Date de mandatement	Montant TTC	Montant HT	Montant TVA

MAITRE D'OUVRAGE

Fait à :

Le :

Cachet du maître d'ouvrage

Signature du représentant du maître d'ouvrage

COMPTABLE PUBLIC

Fait à :

Le :

Cachet

Signature

ANNEXE 2

SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS ET PROGRAMMES PLURIANNUELS D'INVESTISSEMENT

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

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

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'annexes complémentaires 2A, 2B et 2C à l'Annexe 2 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.

Les points suivants sont 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.

Le diagnostic technique établi entre l'autorité concédante et le gestionnaire de réseau de distribution figure à l'annexe 2A à l'Annexe2 du cahier des charges de concession.

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 préfetures 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
<i>Renouvellement BT fils nus</i>	
<i>Renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné)</i>	
...	

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

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
<i>Création de points de coupure télécommandés</i>	
<i>Résorption interrupteurs des postes HTA/BT à coupure air</i>	
....	
Autorité concédante	
Ouvrages	Quantité
<i>Renforcement d'un poste HTA - BT</i>	
xxxx	
....	

Programme pluriannuel d'investissements du gestionnaire du réseau de distribution pour la période 20xx-20xx (4 ou 5 ans) sur les zones prioritaires identifiées

Réseau HTA	
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 porte sur le total des opérations retenues pour la période du programme pluriannuel des investissements.

Engagement financier prévisionnel sur les priorités de la concession (M€)	Total PPI 20xx à 20xx
I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs	
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	
II.1 Investissements pour la performance du réseau	
Renforcement des réseaux	
Climatique-sécurisation	
Modernisation des réseaux dont Smart-Grids	
Linky	
II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes	
Environnement (article 8, intégration des ouvrages)	
Sécurité et obligations réglementaires (dont PCB)	
Modification d'ouvrages à la demande de tiers	
Total de l'engagement (M€)	

Tableau illustratif de correspondance entre indicateurs physiques et financiers

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

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

Article 7 – Suivi du programme pluriannuel et élaboration des programmes annuels

Chaque programme pluriannuel est décliné en programmes annuels faisant l'objet d'échanges entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante en prévision des conférences départementales prévues par l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

Les modalités et le pas de temps du suivi du programme pluriannuel sont définis d'un commun accord.

A) Suivi technique

La réalisation de chaque programme pluriannuel ainsi que son efficacité sont mesurées par des indicateurs de suivi de réalisation et des indicateurs d'évaluation de l'efficacité convenus entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution.

Le suivi du programme annuel s'appuie sur la liste des chantiers réalisés l'année précédente présentés dans le cadre des comptes rendus annuels d'activité prévus à l'article 44 du cahier des charges ainsi que sur le bilan de tous les investissements établis 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 selon les dispositions de l'annexe 2C à l'Annexe 2.

L'évaluation de l'engagement du gestionnaire du réseau de distribution 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 les annexes 2A, 2B et 2C à l'Annexe 2 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-B 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 2C à la présente annexe. Cette annexe est mise à jour par avenant, le nouveau programme succédant au précédent.

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)

ANNEXE 2A
A L'ANNEXE 2

**DISPOSITIONS PARTICULIERES
CONVENUES ENTRE
LE SDEM50 ET Enedis**

**RELATIVES AU DIAGNOSTIC TECHNIQUE PARTAGE DE LA
CONCESSION ET A L'EVOLUTION DES BESOINS EN SOUTIRAGE ET
PRODUCTION**

1. INTRODUCTION

Le Syndicat Départemental d'énergies de la Manche (SDEM50) est l'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité du département. Il est propriétaire des ouvrages associés sur le territoire des communes adhérentes.

Le SDEM50 a signé le 25 avril 1994, un contrat de concession d'une durée de 30 ans avec EDF/GDF Services agissant pour le compte d'EDF, séparé depuis entre Enedis pour la distribution et EDF Branche Commerce pour la fourniture aux tarifs réglementés de vente.

Le syndicat d'énergie délègue l'exploitation des ouvrages et réalise notamment la maîtrise d'ouvrage des travaux d'électrification rurale. L'autorité concédante négocie et conclut le contrat de concession regroupant la convention, le cahier des charges et ses avenants, conformément à l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales.

A fin 2017, le syndicat d'énergie regroupe 589 communes du département. Le périmètre concédé s'est agrandi ces dernières années avec les adhésions suivantes :

- Au 13 avril 2015 : la commune d'Agon Coutainville et les 25 communes de l'ancien syndicat intercommunal d'électrification de Bricquebec (Breuille, Bricquebec, Brix, Couville, L'Etang Bertrand, Hardinvast, Magneville, Martinvast, Morville, Negreville, Nouainville, Les Perques, Quettetot, Rauville La Bigot, Rocheville, Saint Martin le Greard, Saint martin Le Hébert, Sideville, Sottevast, Teurtheville-Hague, Tollevast, Le Valdecie, Virandeville, Le Vretot).
- Au 1^{er} janvier 2018 : la commune de Torigny-les-Villes.
- Au 1^{er} janvier 2019 : la commune déléguée de Pont-Farcy.

Le périmètre concédé comprend 43 communes en régime d'électrification urbain au sens du Fonds d'Amortissement des Charges d'électrification (FACÉ). Les autres communes de la concession sont classées en régime d'électrification rural.

Le diagnostic préalable, réalisé sur les chroniques 2012 à 2017 pour la partie « Description des ouvrages de la concession » et 2013 à 2017 pour la partie « Qualité de distribution de l'électricité », est constitué des analyses menées par le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante, et des conclusions de ces analyses partagées par les parties.

Le diagnostic préalable synthétise les principales caractéristiques du service concédé, concernant notamment la description physique des ouvrages, la qualité de distribution de l'électricité et le développement du réseau de distribution.

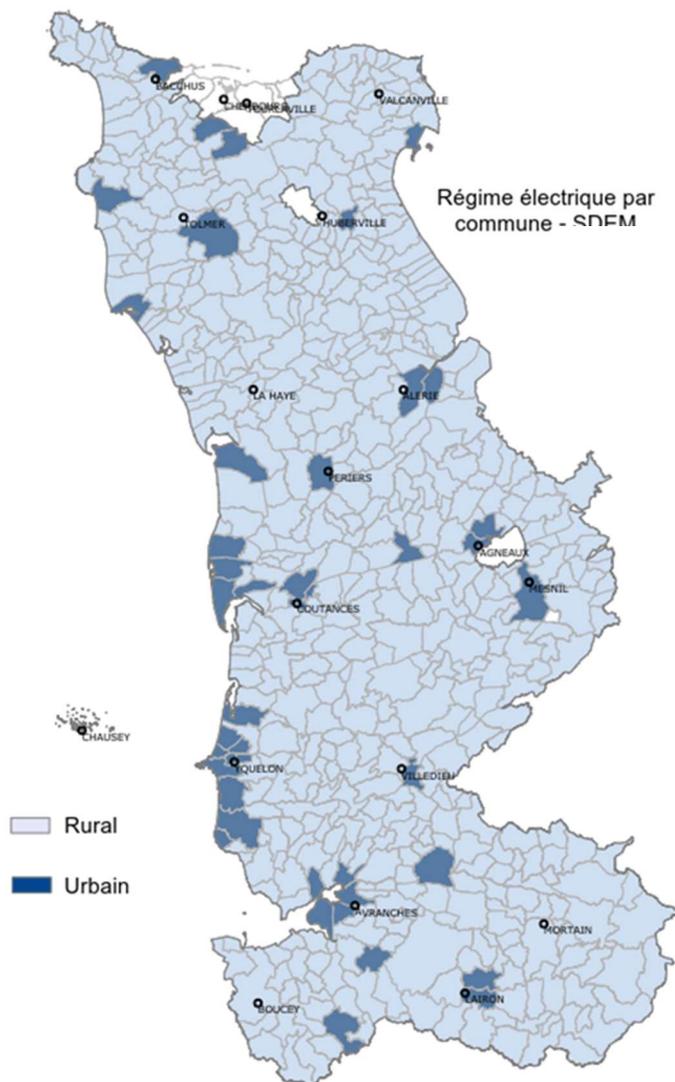
A noter que ce diagnostic partagé intègre les éléments du réseau électrique de l'île principale de Chausey, qui comprenait à fin 2017 :

- 1 poste Source
- 0,9 km de réseaux HTA
- 1072 mètres de réseaux BT sur le poste central et 2082 mètres sur le poste La Ferme
- 122 usagers dont 120 en C5 et 2 usagers en C4.

2. LE TERRITOIRE DE LA CONCESSION

2.1 Le régime d'électrification des communes

La concession regroupe 589 communes dont 43 communes classées en régime d'électrification urbain selon le régime d'électrification du FACE en vigueur à fin 2017.



Source : Régime d'électrification des communes en concession (Enedis)

2.2 La population des communes

La concession rassemble 382 259 habitants à fin 2017, dont 111 172 en communes urbaines et 271 087 en communes rurales. La population municipale est en légère hausse sur le périmètre concédé.

Population du territoire concédé	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Evolution à iso-périmètre 2015-2017
Concession	352 802	354 227	354 605	378 937	378 914	382 259	0,9%
Communes urbaines	91 696	91 847	96 167	109 096	109 282	111 172	1,9%
Communes rurales	261 106	262 380	258 438	269 841	269 632	271 087	0,5%

Source : SDEM50 à partir des données INSEE

La concession compte 239 936 utilisateurs BT et HTA en soutirage à fin 2017, dont 80 700 en communes urbaines et 158 696 en communes rurales. Le nombre d'utilisateurs est en hausse moyenne de 1,5% entre 2015 et 2017 à périmètre identique.

Evolution du nombre d'utilisateurs du réseau HTA & BT en soutirage	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Evolution à iso-périmètre 2015-2017
Concession	216 314	217 928	219 846	235 759	237 855	239 396	1,5%
Communes urbaines	70 032	70 677	71 304	79 273	80 154	80 700	1,8%
Communes rurales	146 282	147 251	148 542	156 486	157 701	158 696	1,4%

Source : Données du contrôle (Naldeo)

2.3 Les zones de desserte

Le concessionnaire distingue les zones de desserte suivantes au niveau national (zones Emeraude) :

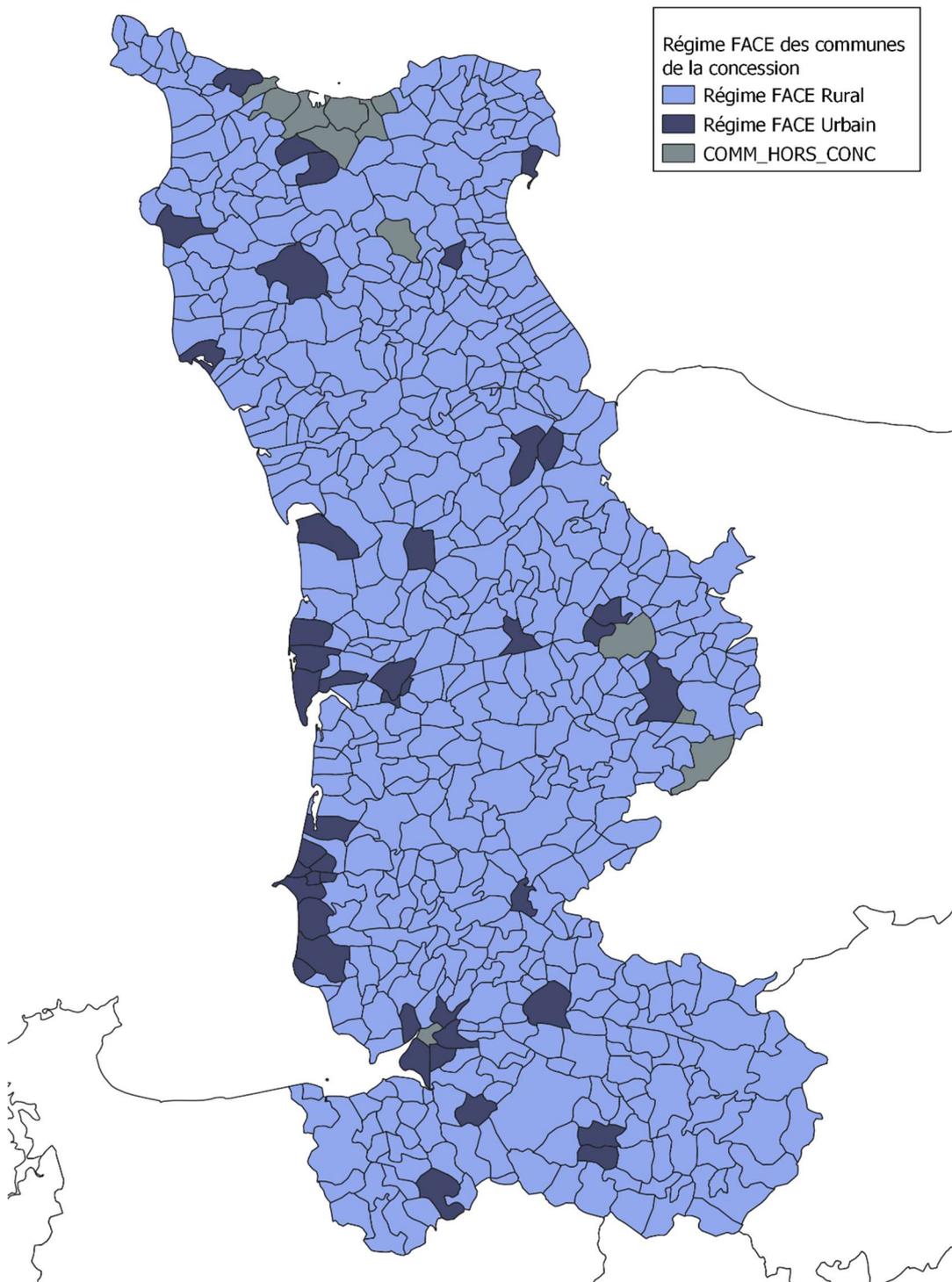
- Z1 : agglomérations de moins de 10.000 habitants (35% des utilisateurs BT)
- Z2 : agglomérations de 10.000 à 100.000 habitants (20% des utilisateurs BT)
- Z3 : agglomérations de plus de 100.000 habitants, hors communes de plus de 100.000 habitants et banlieue parisienne (20% des utilisateurs BT)
- Z4 : Communes de plus de 100.000 habitants et banlieue parisienne (25% des utilisateurs BT)

A la maille de la concession, la répartition des utilisateurs par régime d'électrification est la suivante :

Répartition des utilisateurs BT par zone de desserte sur la concession	Concession			Régime d'électrification rural			Régime d'électrification urbain		
	Nb communes	Nb utilisateurs BT	Part utilisateurs BT (%)	Nb communes	Nb utilisateurs BT	Part utilisateurs BT (%)	Nb communes	Nb utilisateurs BT	Part utilisateurs BT (%)
Z1 - Agglomérations < 10 000 hab. : communes rurales	552	200 299	84%	528	152 919	97%	24	47 380	59%
Z2 - Agglomérations > 10 000 hab. : petites agglomérations	37	38 560	16%	18	5 424	3%	19	33 136	41%
Z3 - Agglomérations > 100 000 hab. : grandes agglomérations	0	0	0%	0	0	0%	0	0	0%
Z4 - Communes > 100 000 habitants : grandes villes	0	0	0%	0	0	0%	0	0	0%
Total	589	238 859	100%	546	158 343	100%	43	80 516	100%

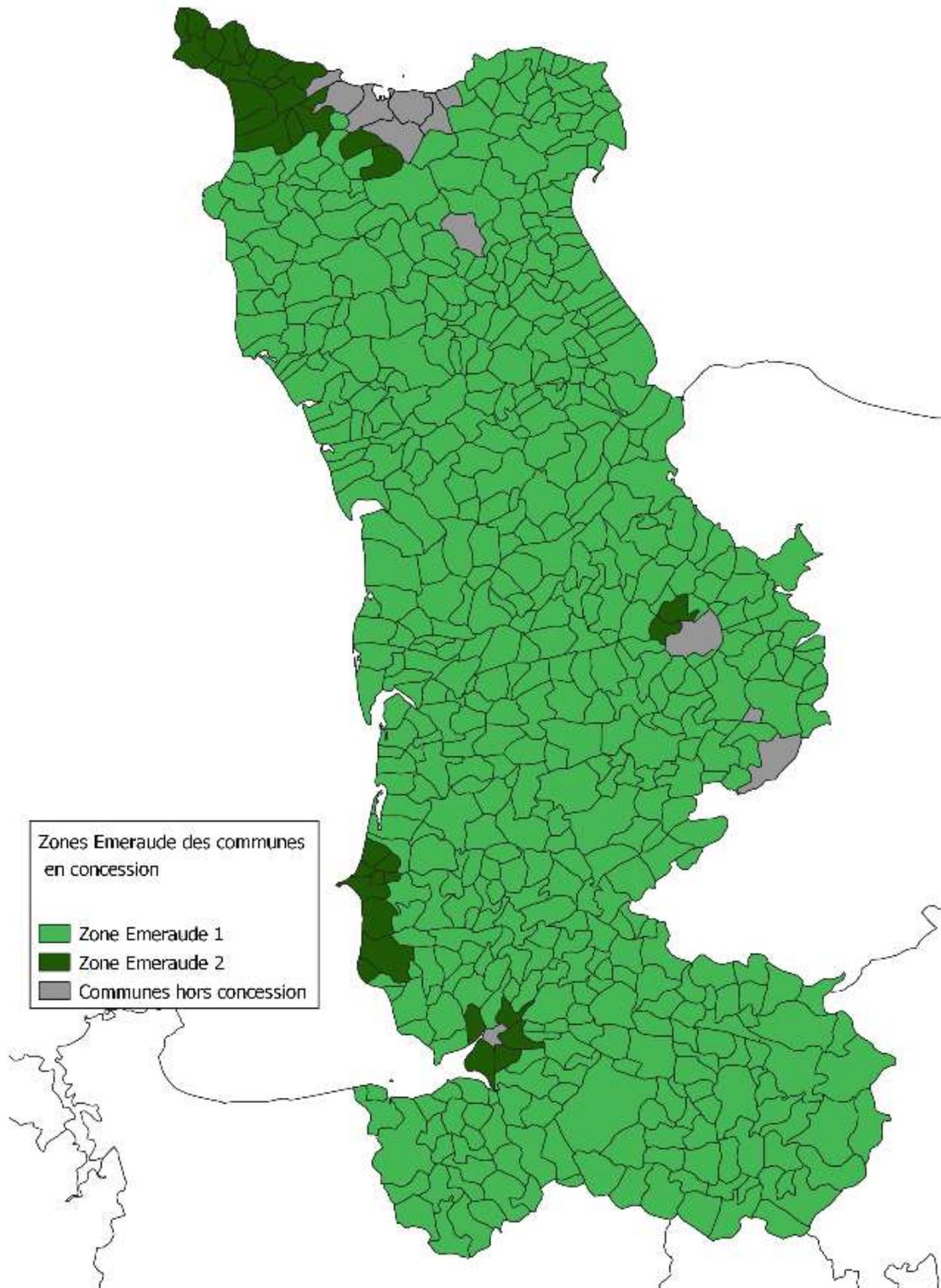
Source : Données du contrôle (Naldeo)

A fin 2017, la répartition des communes par régime d'électrification est la suivante :



Source : Régime d'électrification des communes en concession à fin 2017 (Naldeo)

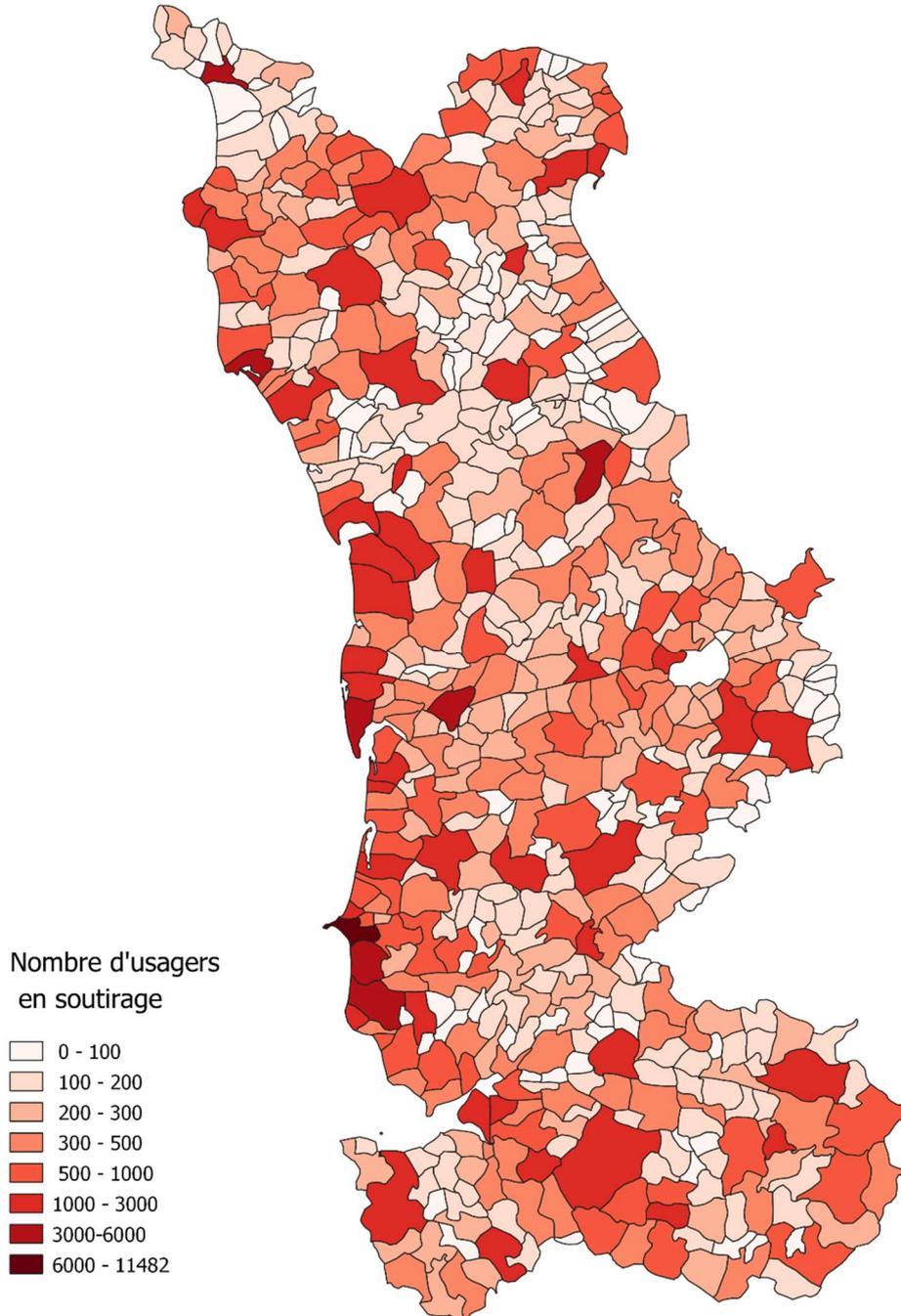
A fin 2017, la répartition des communes par zone de desserte est la suivante :



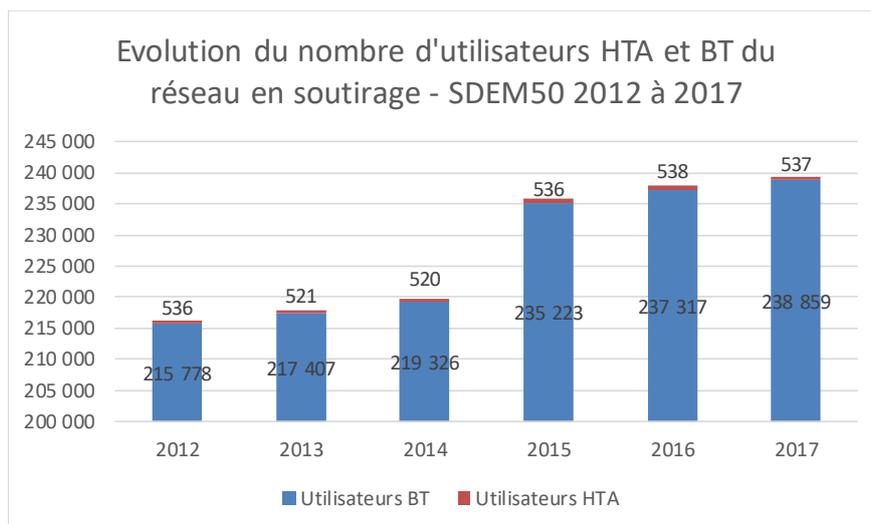
Source : Zones de desserte Emeraude des communes en concession à fin 2017 (Naldeo)

2.4 Les utilisateurs du réseau en soutirage

A fin 2017, la concession regroupe 239 396 utilisateurs, dont 238 859 alimentés en basse tension (BT) et 537 alimentés en moyenne tension (HTA).



Source : Données de contrôle de l'exercice 2017 (Naideo)



Source : Données du CRAC (Naldeo)

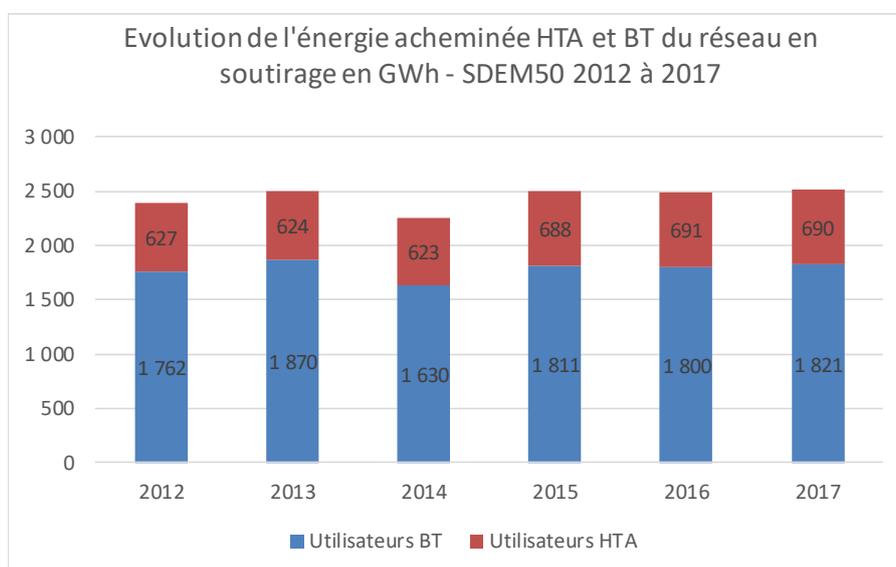
Le nombre d'utilisateurs augmente en moyenne de 0,75% par an au cours des trois dernières années.

Le nombre de raccordements soutirage neufs réalisés ces dernières années évolue de la façon suivante :

Nombre de raccordements neufs réalisés	2016	2017	Evolution (%)
En BT et de puissance ≤ 36kVA	1 730	1 751	1,2%
<i>Dont raccordement BT individuels sans adaptation du réseau</i>	1 615	1 576	-2,4%
<i>Dont raccordement BT collectifs sans adaptation du réseau</i>	6	5	-16,7%
Dont raccordement BT individuels et collectifs avec adaptation du réseau	109	170	56,0%
En BT et de puissance comprise entre 36 et 250 kVA	53	60	13,2%
En HTA	6	6	0,0%
Nombre total de raccordement neufs réalisés	1 789	1 817	1,6%

Source : Données du CRAC 2017 (Enedis)

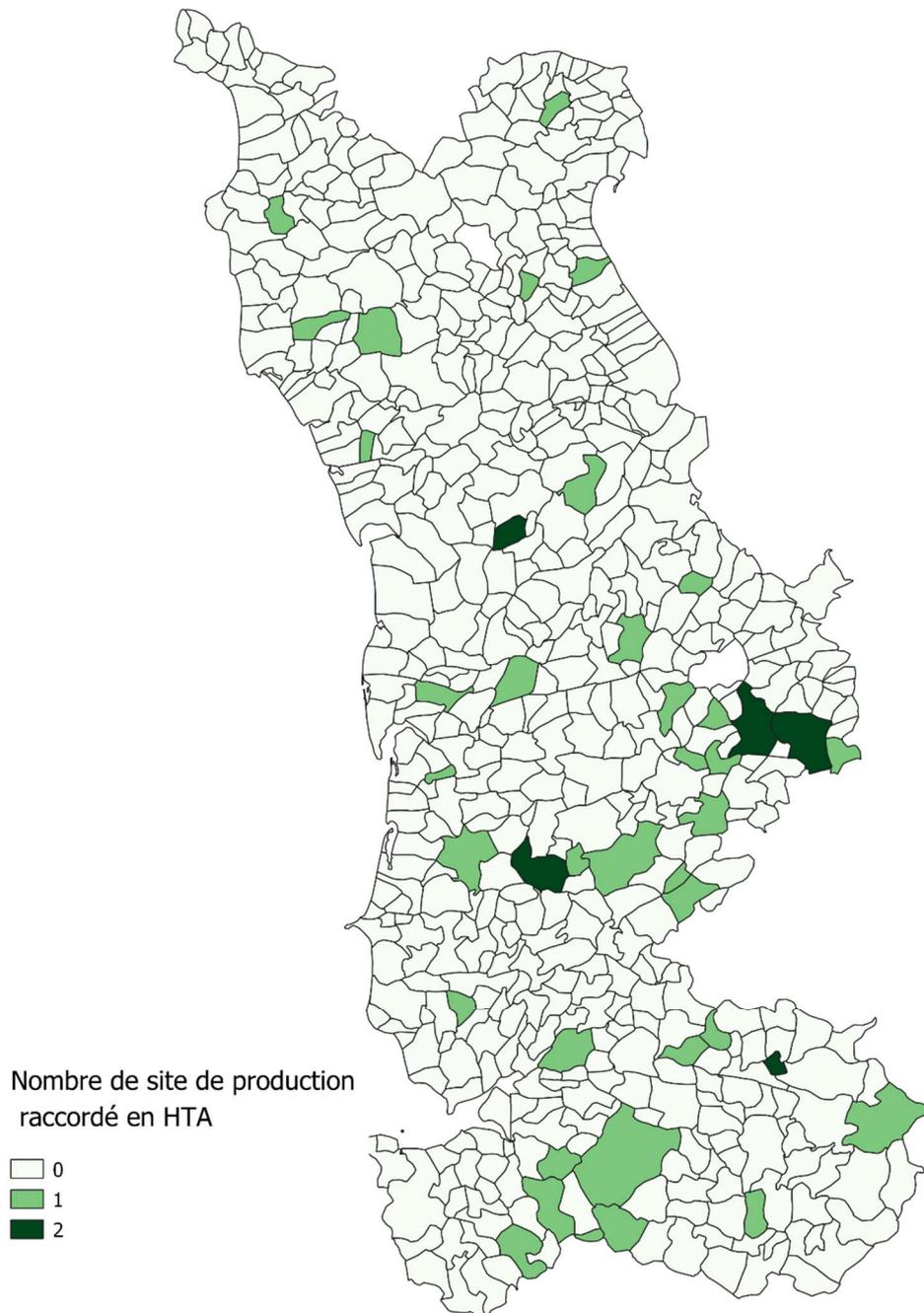
On note une relative stabilité des quantités d'électricité acheminées sur la période étudiée :



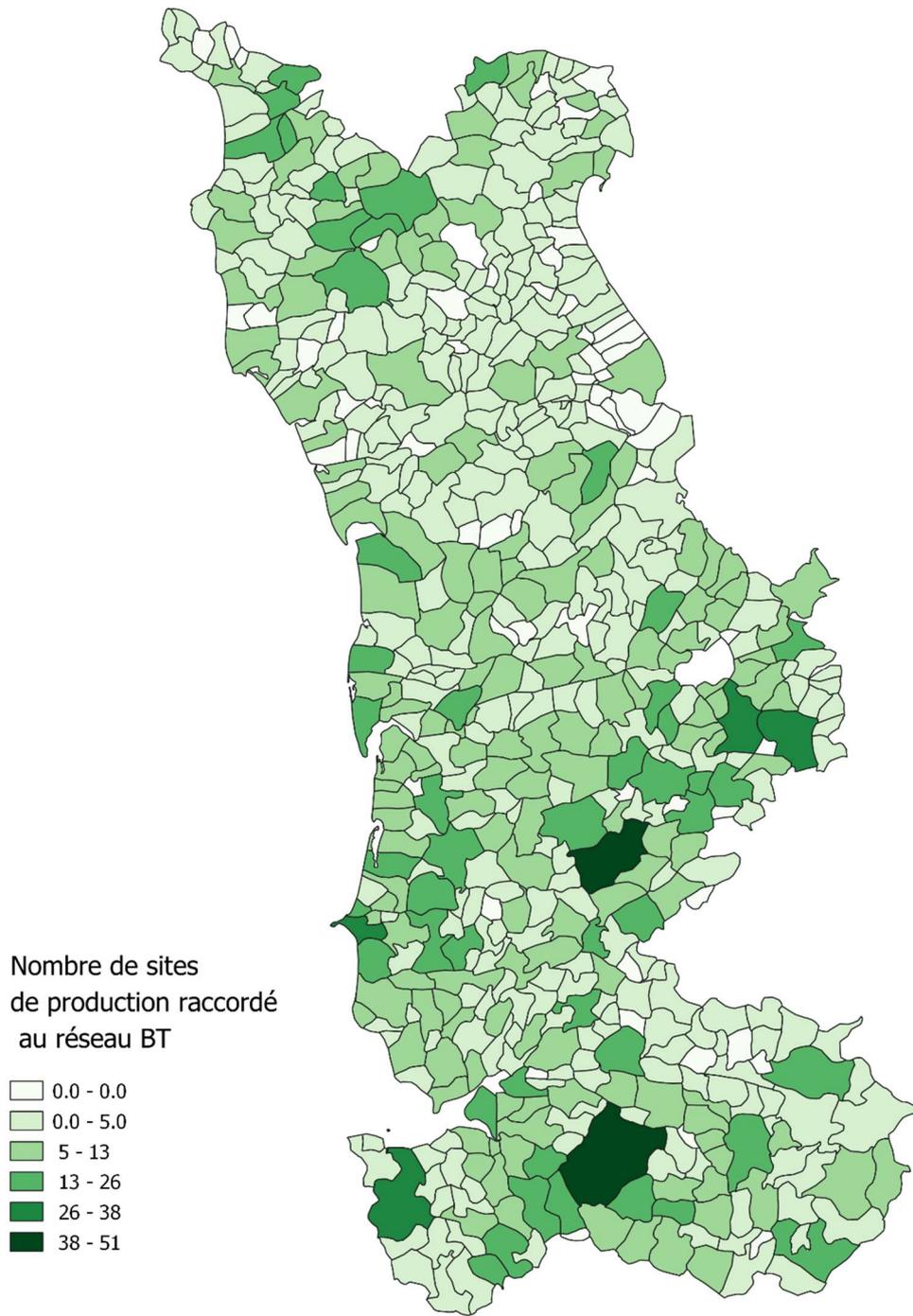
Source : Données du CRAC 2017 (Naldeo)

2.5 Les utilisateurs du réseau en production

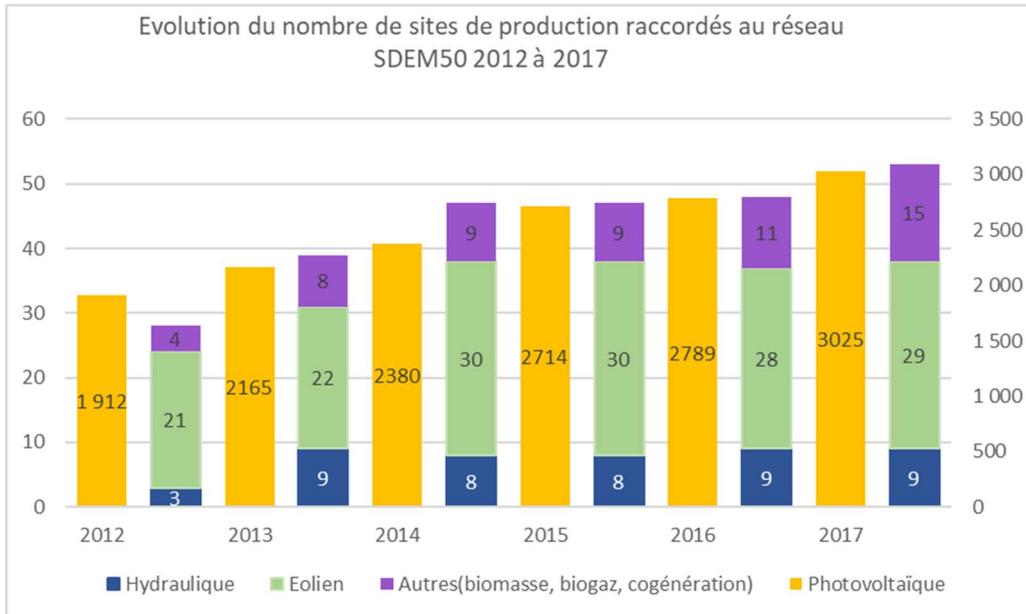
A fin 2017, la concession regroupe 3 078 sites de production raccordés au réseau de distribution pour une puissance totale de 167,9 MVA.



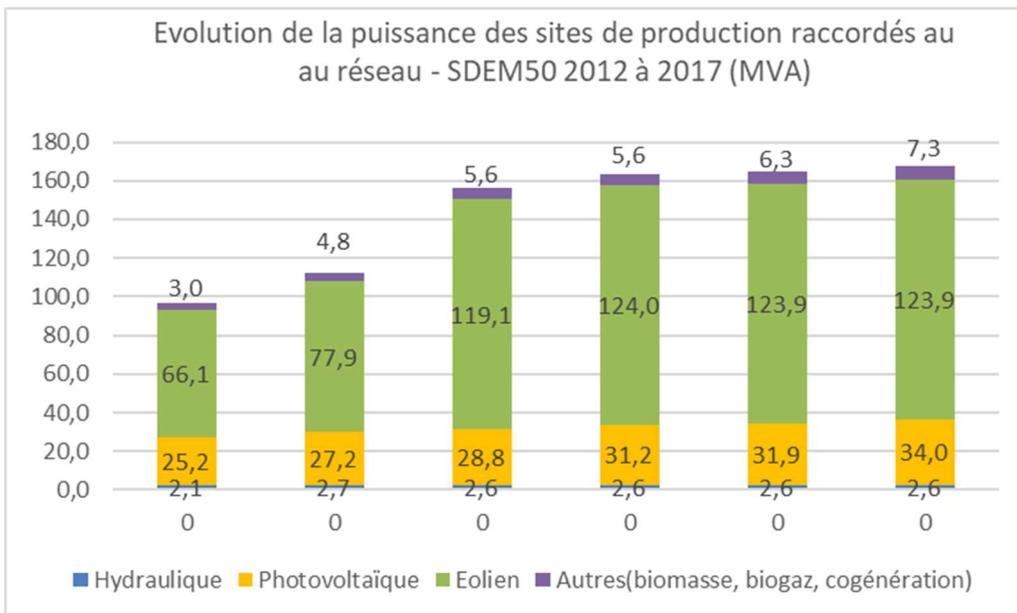
Source : Données du contrôle 2017 (Naldeo)



Source : Données du contrôle 2017 (Naldeo)



Source : Données des CRACs (Naldeo)

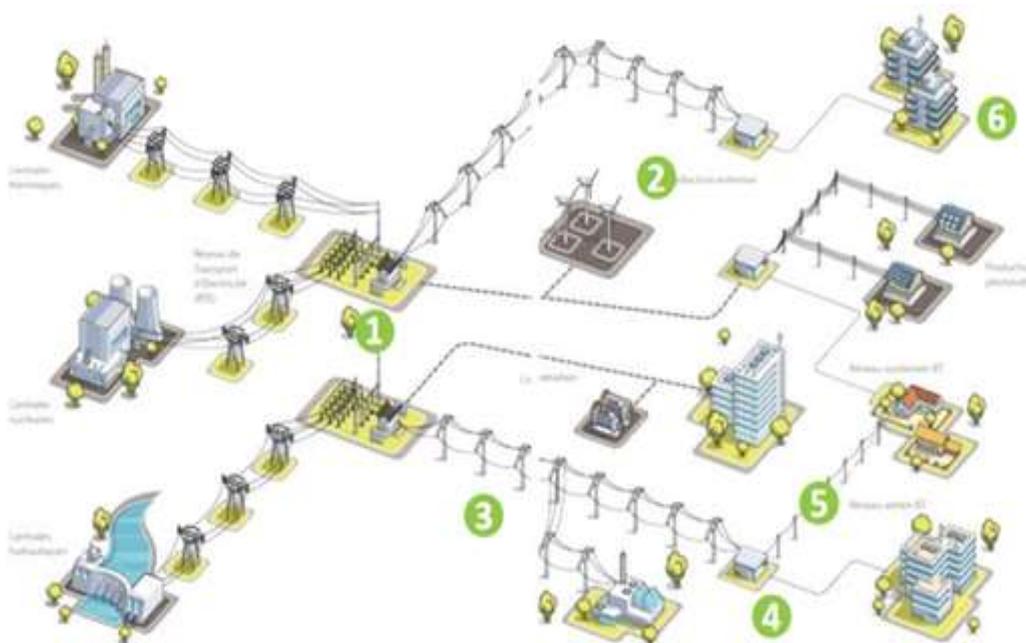


Source : Données des CRACs (Naldeo)

Le nombre de sites de production augmente en moyenne de 5% par an au cours des trois dernières années.

2.6 Les ouvrages de distribution d'électricité exploités par Enedis

A fin 2017, la concession regroupe les ouvrages de distribution publique d'électricité suivants :



- 1 : 17 postes sources
- 2 : 3 078 installations de production
- 3 : 9 287 km de réseau Moyenne Tension HTA
- 4 : 12 109 postes de transformation HTA/BT
- 5 : 9 960 km de réseau Basse Tension (BT)
- 6 : 242 339 points de livraison

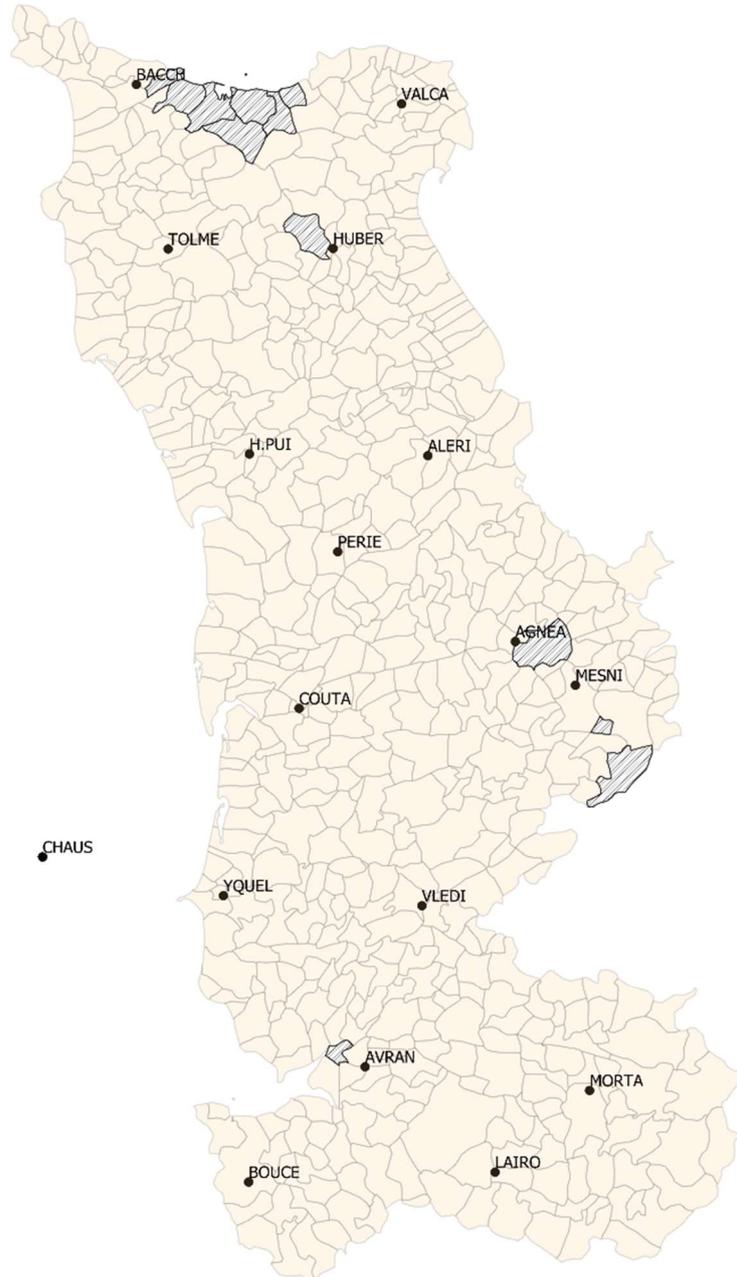
2.7 Les postes source alimentant la concession

Les postes source HTB/HTA réalisent l'interface entre le réseau public de transport et le réseau public de distribution. Au total, 25 postes source exploités par Enedis alimentent les réseaux HTA et BT de la concession.

Parmi eux, 17 postes situés dans les communes adhérentes (y compris l'île principale de Chausey) et 8 postes situés en dehors des communes adhérentes (y compris 2 postes alimentant peu ou pas d'utilisateurs).

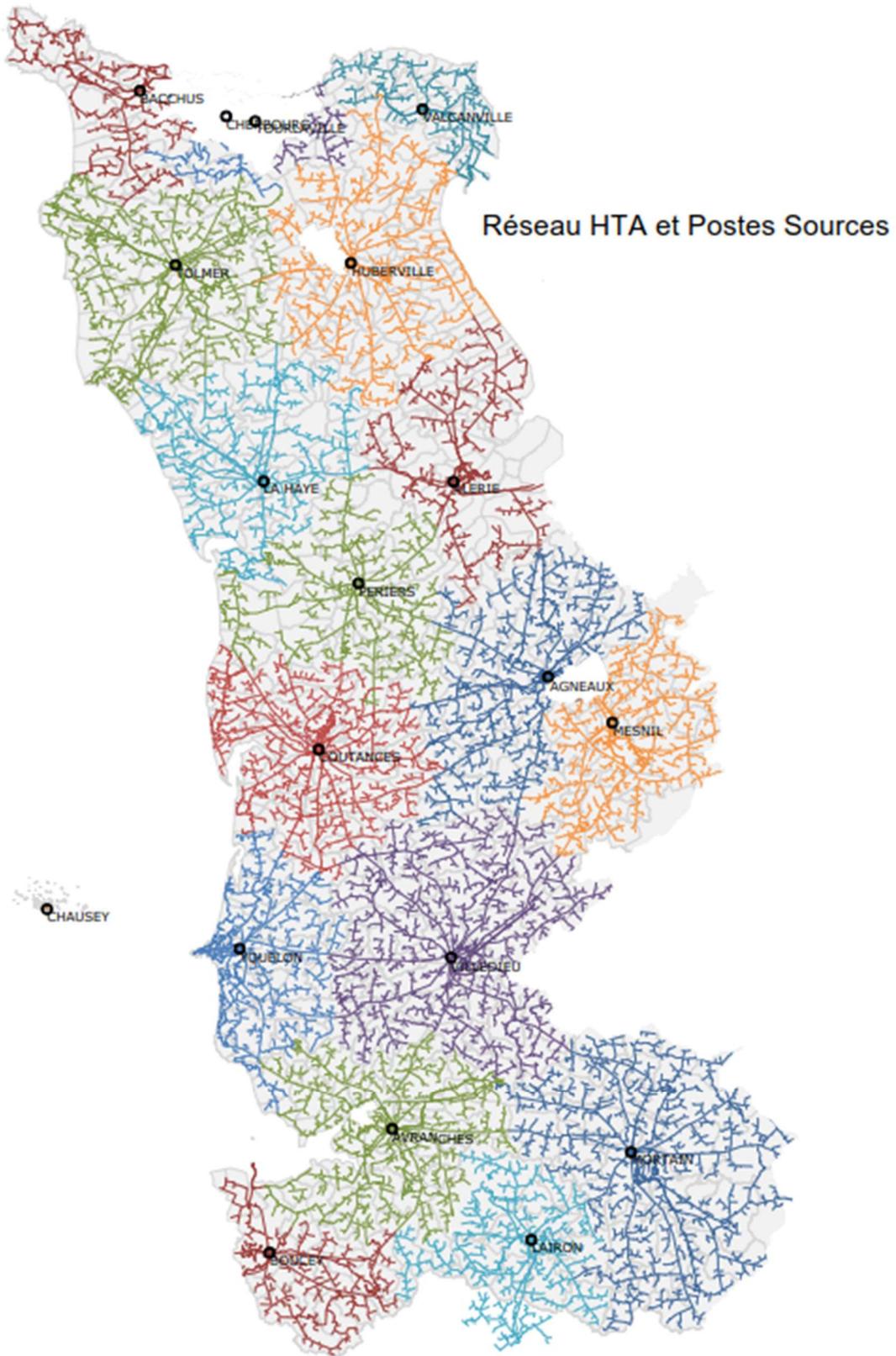
Postes source alimentant la concession	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nb postes source alimentant la concession	21	21	22	23	23	25
Nb postes source situés dans les communes adhérentes	15	15	15	17	17	17

La localisation des postes source sur le territoire des communes adhérentes est la suivante :



Source : Données du contrôle de l'exercice 2017 (Naldeo)

Les réseaux HTA desservis par poste source sont représentés ci-après :



Source : Données Réseau 2017 (Enedis)

3. DESCRIPTION DES OUVRAGES DE LA CONCESSION

3.1 Le réseau moyenne tension (HTA)

Le réseau HTA est constitué de l'ensemble des départs issus des postes source. Le nombre de départs par poste source varie selon la zone desservie. Les départs HTA alimentent les postes des utilisateurs raccordés en HTA et les postes HTA/BT de distribution publique servant à l'alimentation des utilisateurs basse tension.

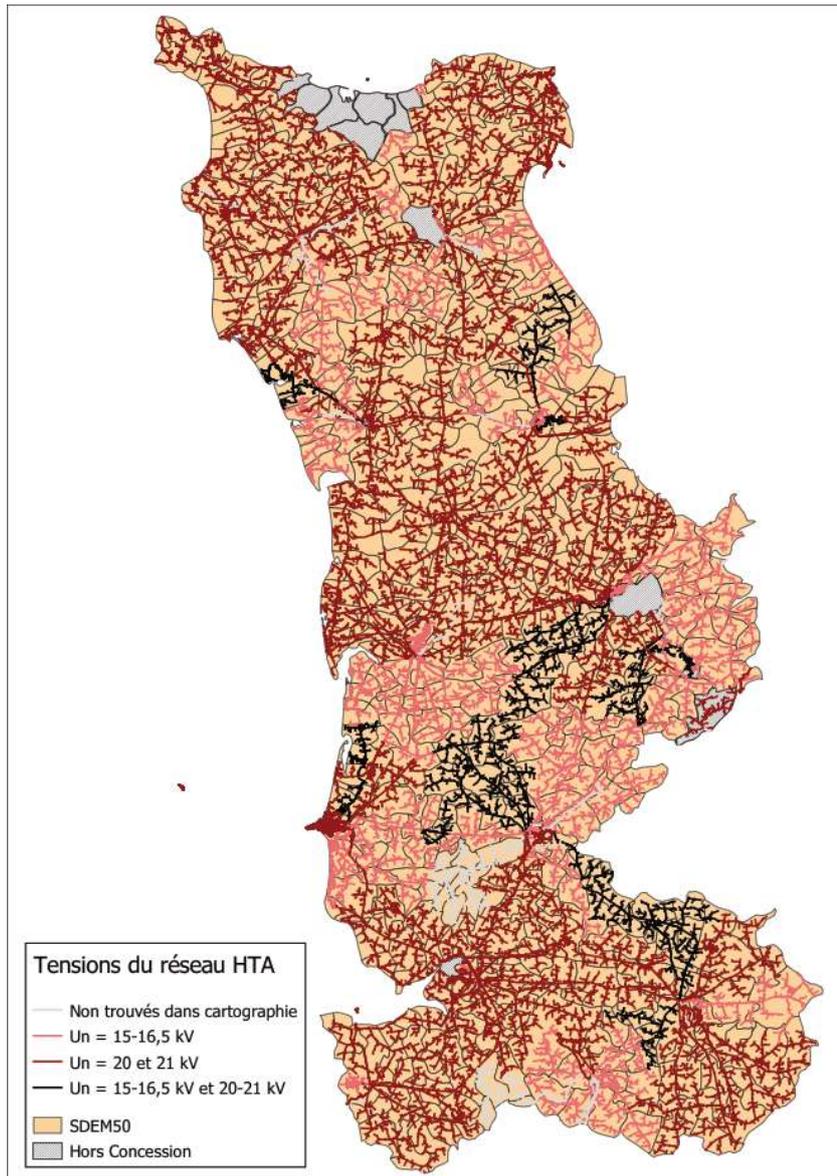
3.1.1 Niveau de tension HTA

En France, conformément à la note NOI-RES_07E d'Enedis du 01/03/2017, le niveau de tension en HTA est de 20 kV entre phases ce qui permet d'alimenter sans chute de tension excessive des points éloignés des postes source existants et de limiter ainsi le nombre d'injections HTB/HTA à créer, notamment en zone rurale nécessitant des départs longs.

Cette note laisse la possibilité de réutiliser une part importante des ouvrages construits suivant l'ancien palier 15 kV, en particulier les câbles HTA souterrains des zones urbaines ou péri-urbaines.

La note d'Enedis indique également qu'il restait à fin 2004, au niveau national, environ 11% du réseau HTA exploité en 15 kV ou sous une tension historique inférieure.

Près de 31% du réseau HTA de la concession, soit 2911 km, utilise encore l'ancien palier de tension de 15 kV (15 kV – 15,75 kV et 16,5 kV).

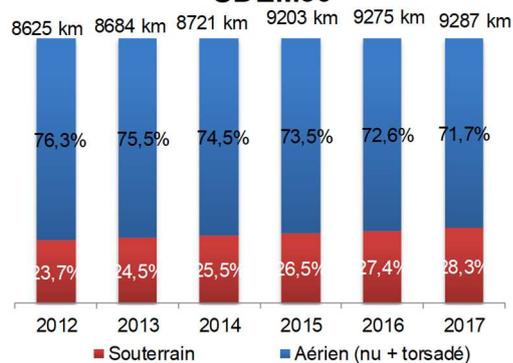


Source : Données du contrôle 2017 (Naldeo)

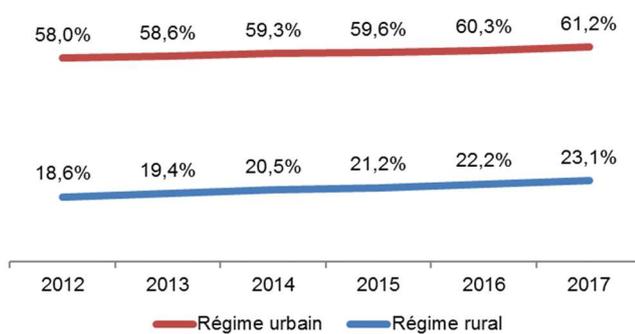
3.1.2 Enfouissement du réseau

A fin 2017, le réseau HTA de la concession représente 9 287 km constitué à 28,3% de lignes souterraines. Il évolue en moyenne de 0,6% par an au cours des trois dernières années.

Évolution du réseau HTA du SDEM50



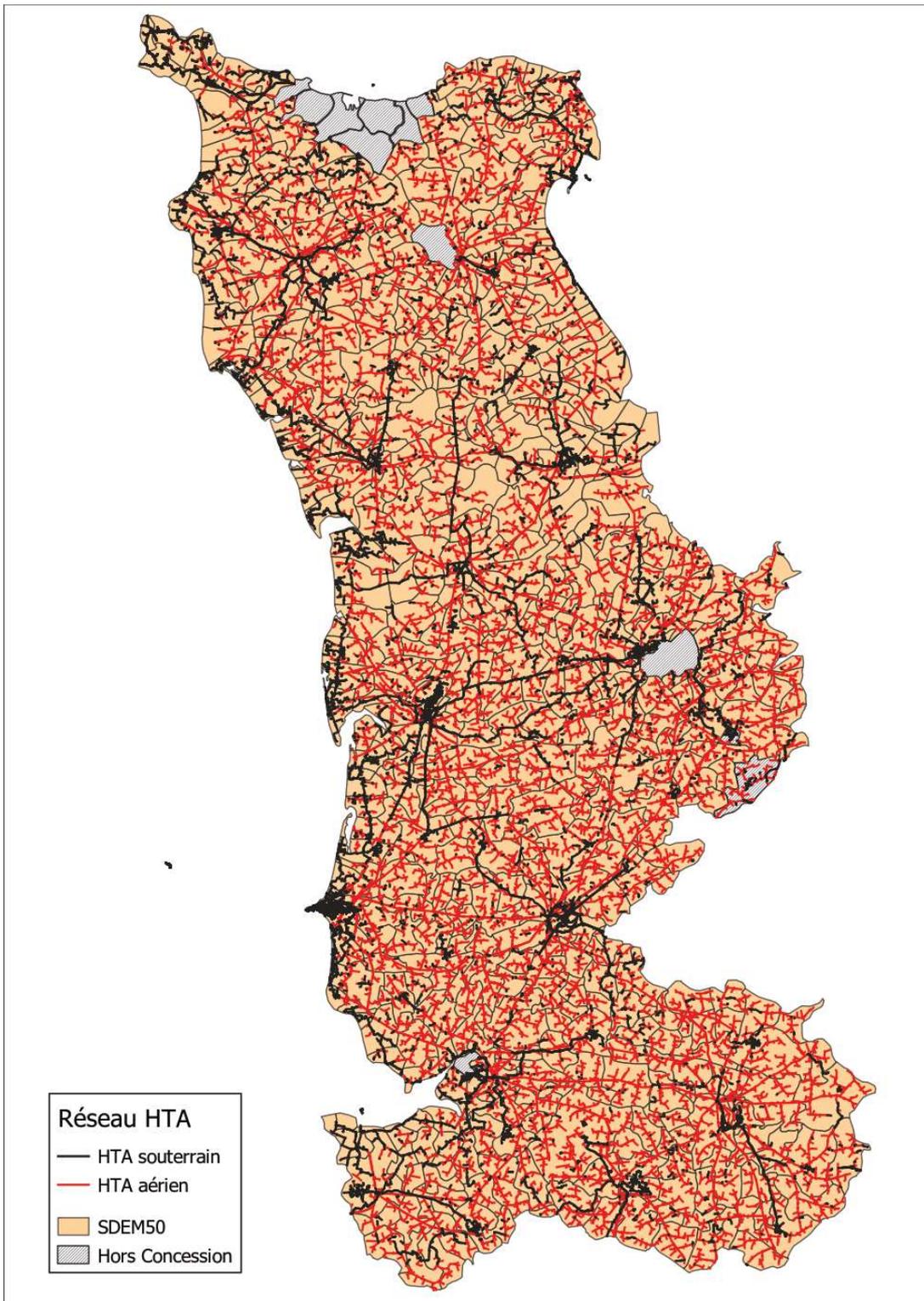
Taux d'enfouissement des lignes HTA



Typologie des réseaux HTA (km) - Inventaire technique -	2012	2013	2014	2015	2016	2017	% linéaire total
Aérien nu	6 580,2	6 554,5	6 496,4	6 760,1	6 731,6	6 656,9	71,7%
Aérien torsadé	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0%
Souterrain	2 044,4	2 129,7	2 224,8	2 443,2	2 543,1	2 629,6	28,3%
Linéaire total	8 624,6	8 684,2	8 721,2	9 203,4	9 274,7	9 286,5	
Evolution n/n-1		+0,7%	+0,4%	+5,5%	+0,8%	+0,1%	

Source : Données du contrôle (2017)

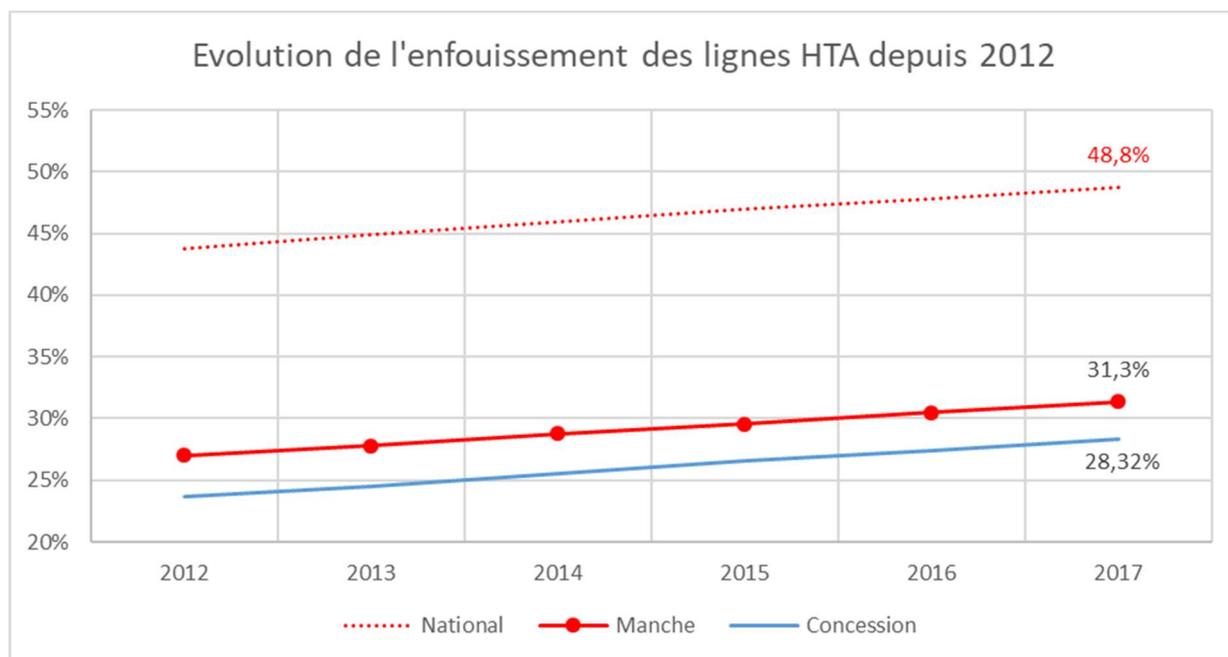
Les réseaux HTA aériens et souterrains sont représentés ci-dessous :



Source : Données du contrôle 2017 (Naldeo)

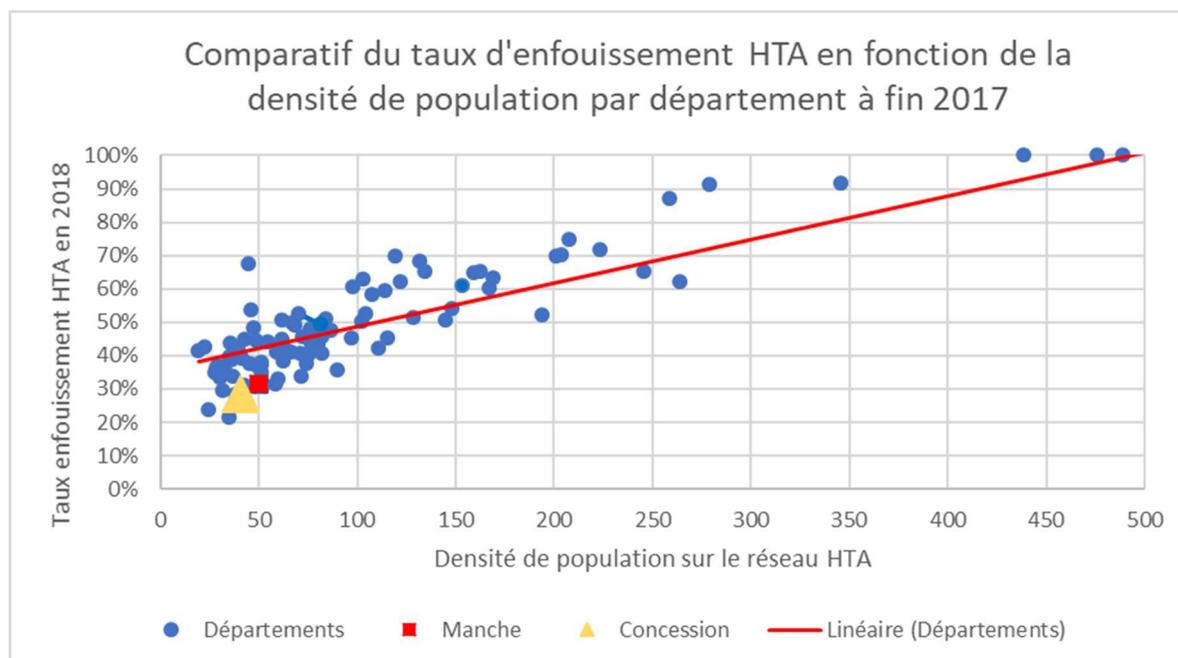
3.1.3 Enfouissement du réseau par rapport aux autres départements

L'enfouissement des réseaux HTA de la concession est inférieur à la moyenne nationale de 48,8%, avec un taux d'enfouissement égal à 28,3% à fin 2017.



Source : Open Data Enedis et données du contrôle (Naldeo)

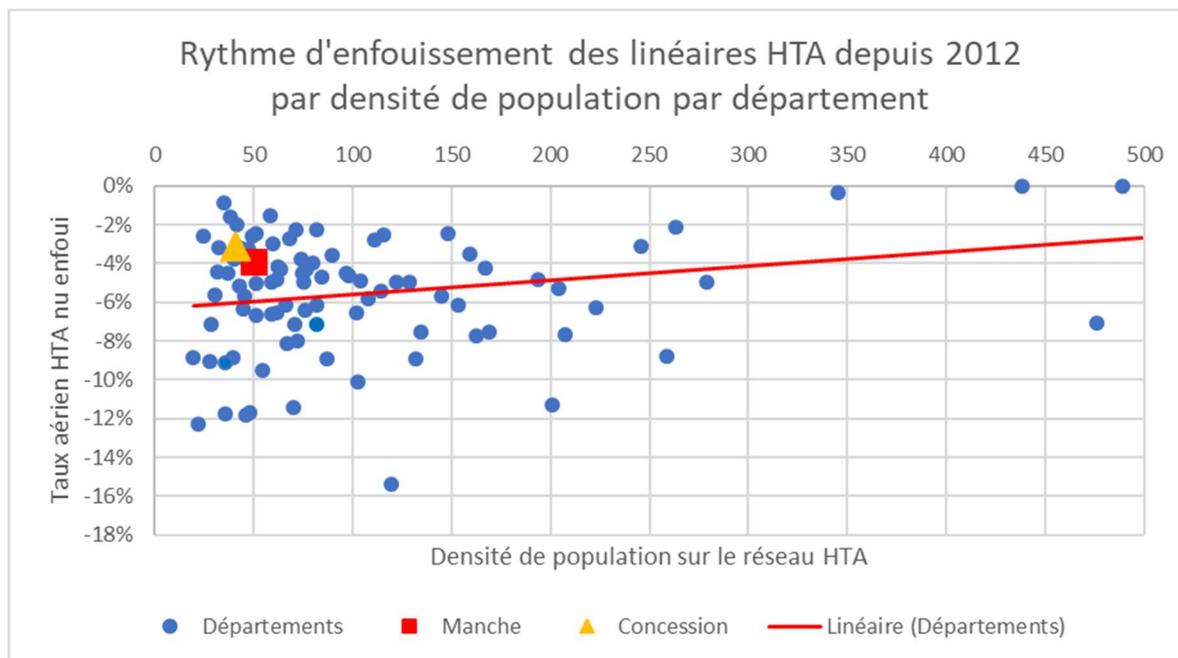
L'enfouissement des réseaux HTA de la concession est inférieur à la moyenne des départements de densité de population équivalente, comme le montre le graphique suivant :



Source : Open Data Enedis et données du contrôle (Naldeo)

Le rythme d'enfouissement des réseaux HTA de la concession est inférieur à la moyenne des départements de densité de population équivalente.

Depuis 2012, 365 km de réseaux HTA aérien nu ont été enfouis, représentant une diminution de 3,1% du linéaire HTA aérien.



Le rythme d'enfouissement de la concession a été calculé à périmètre constant (période 2015 à 2017) et extrapolé sur la durée de la chronique.

Pour Enedis, la comparaison entre le département de la Manche et la concession au regard de la densité de population n'est pas un inducteur d'investissement d'enfouissement des réseaux.

3.1.4 Longueur des départs

Les 226 départs HTA de la concession ont une longueur moyenne de 43,3 km et comprennent 38 départs de grande longueur supérieure à 70 km (dont 3 départs ≥ 100 km).

Caractéristiques des départs HTA - Inventaire technique -	2015	2016	2017
Nb départs HTA	219	223	226
Nb départs HTA entre 50 et 70 km	63	64	63
Nb départs HTA entre 70 et 100 km	33	31	35
Nb départs HTA > 100 km	3	4	3
Longueur départ HTA le plus long (km)	107,9	107,9	107,9
Nom départ HTA le plus long	LAIROU	LAIROU	LAIROU
Longueur moy. des départs HTA (km)	44,1	43,7	43,3
Longueur moyenne des 10% des départs les plus longs	88,0	89,0	88,0
Nombre moyen d'OMT par départ HTA aérien	5	5	3

Source : Données du contrôle (Naldeo)

3.1.5 Age des linéaires

L'âge moyen du réseau HTA est en hausse de 0,6 année par an sur la période étudiée, selon l'inventaire technique :

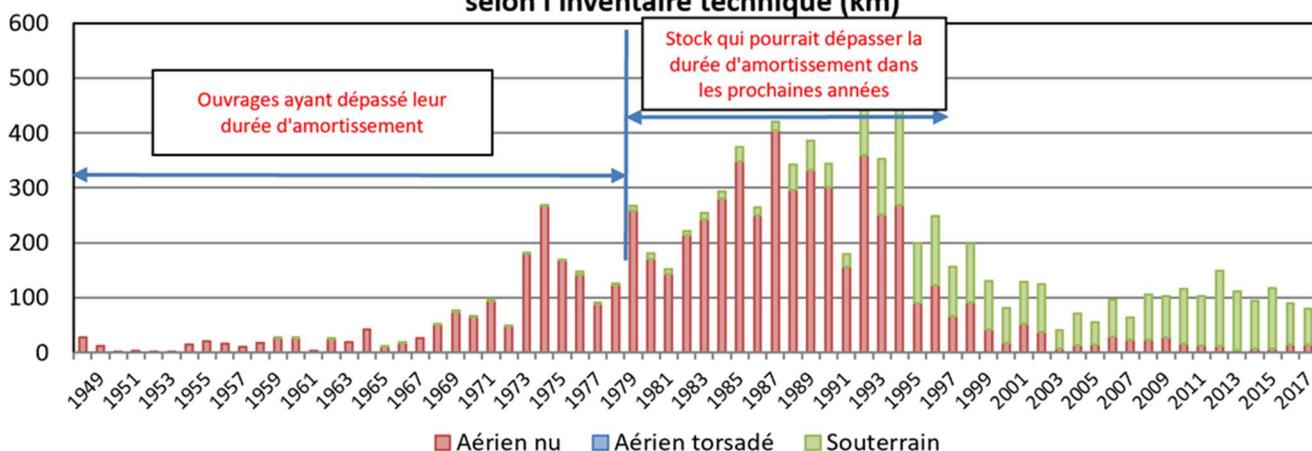
Age des réseaux HTA (km) - Inventaire technique -	Longueur totale (km)	Age moyen (ans)	< 10 ans	de 10 à 20 ans	de 20 à 30 ans	de 30 à 40 ans	de 40 à 50 ans	de 50 à 60 ans	≥ 60 ans
Exercice 2012	8 625	24,6	815,3 9,5%	1 996,3 23,1%	3 277,3 38,0%	1 781,8 20,7%	486,3 5,6%	207,5 2,4%	60,0 0,7%
Exercice 2013	8 684	25,2	872,3 10,0%	1 686,2 19,4%	3 362,9 38,7%	1 866,6 21,5%	601,7 6,9%	232,0 2,7%	62,5 0,7%
Exercice 2014	8 721	25,8	920,8 10,6%	1 308,8 15,0%	3 499,2 40,1%	1 863,4 21,4%	803,5 9,2%	249,2 2,9%	76,3 0,9%
Exercice 2015	9 203	26,5	1 007,5 10,9%	1 240,6 13,5%	3 445,1 37,4%	2 131,0 23,2%	1 047,4 11,4%	232,0 2,5%	99,7 1,1%
Exercice 2016	9 275	27,1	1 027,5 11,1%	1 086,4 11,7%	3 420,6 36,9%	2 240,5 24,2%	1 163,2 12,5%	224,2 2,4%	112,2 1,2%
Exercice 2017	9 287	27,6	1 068,9 11,5%	992,4 10,7%	3 144,0 33,9%	2 553,8 27,5%	1 199,4 12,9%	218,5 2,4%	109,5 1,2%

Source : Données du contrôle (Naldeo)

La pyramide des âges du réseau HTA montre qu'une partie des ouvrages a dépassé sa durée de vie technique théorique et durée d'amortissement de 40 ans.

A noter qu'à fin 2017, l'inventaire technique d'Enedis ne permet pas d'identifier les tronçons ayant fait l'objet d'une prolongation de la durée de vie des ouvrages (PDV). Cette analyse est réalisée à partir de l'inventaire comptable (voir infra).

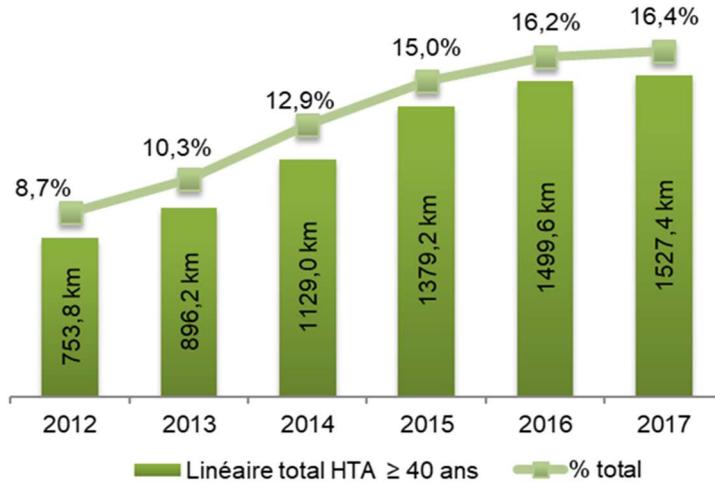
Evolution des linéaires HTA mis en service par typologie selon l'inventaire technique (km)



Les réseaux HTA de plus de 40 ans représentent 16,4% des linéaires pour 1527,4 km.

Pour Enedis, la durée d'amortissement n'est pas un critère d'investissement.

Réseaux HTA du SDEM50 ≥ 40 ans

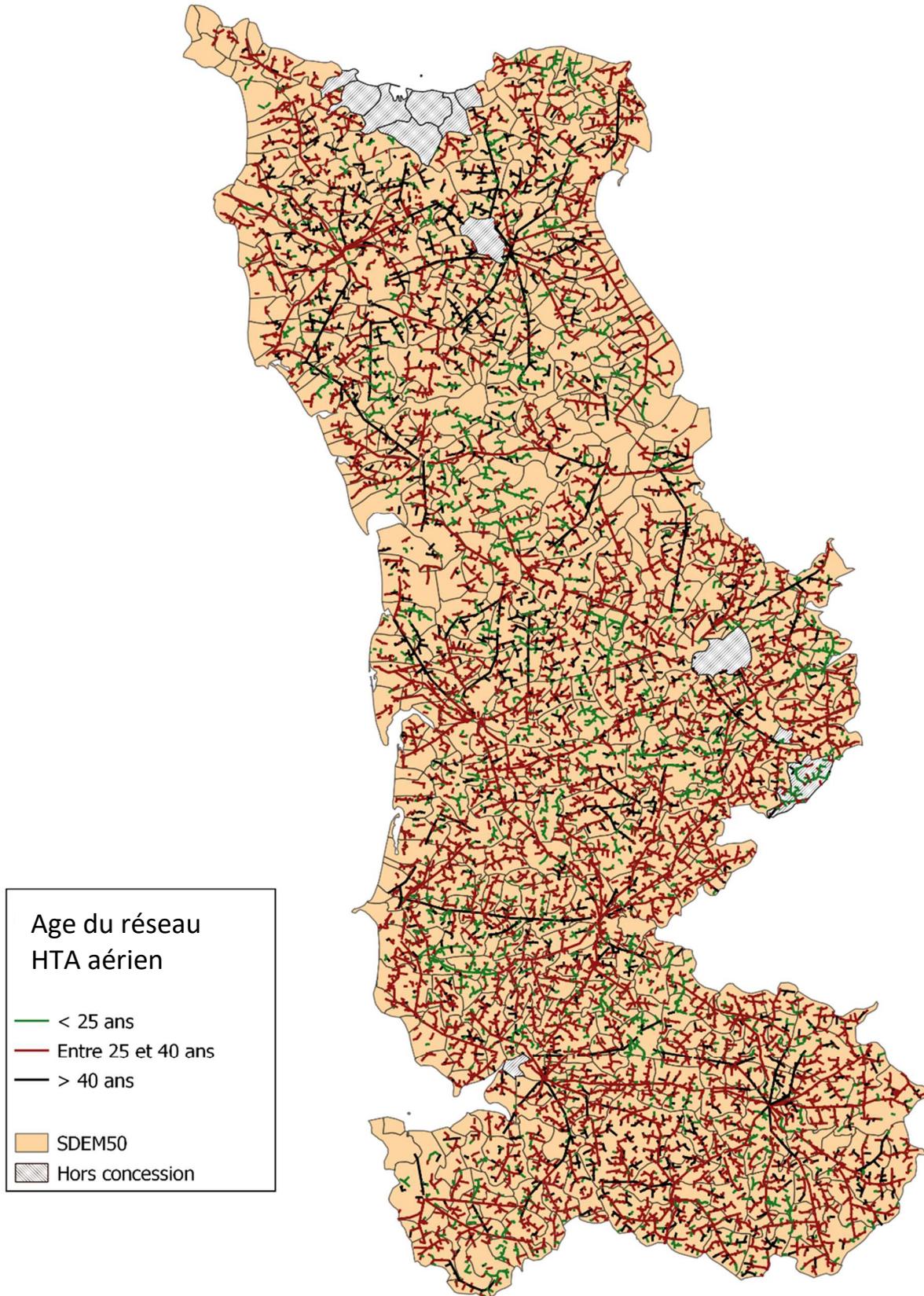


Focus réseaux HTA de plus de 40 ans par tranche d'âge - Inventaire technique -	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Linéaire total HTA ≥ 40 ans	753,8	896,2	1 129,0	1 379,2	1 499,6	1 527,4
% total	8,7%	10,3%	12,9%	15,0%	16,2%	16,4%
Linéaire total HTA ≥ 50 ans	267,5	294,5	325,5	331,7	336,4	328,0
Linéaire total HTA ≥ 60 ans	60,0	62,5	76,3	99,7	112,2	109,5

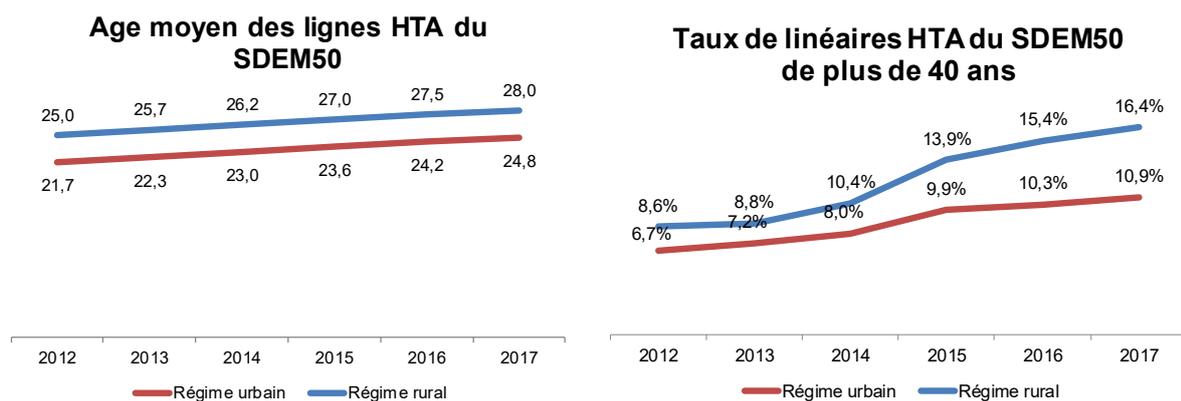
Source : Données du contrôle (Naldeo)

L'analyse de l'âge selon la typologie du réseau HTA montre que les câbles aériens nus et souterrains en papier imprégné (CPI) ont des âges moyens respectifs élevés de 32,4 ans et 44,8 ans.

La répartition des réseaux HTA par classe d'âge est la suivante :



Source : Données du contrôle 2017 (Naldeo)



3.1.6 Résorption des réseaux HTA aériens à risques avérés inscrits au Plan Aléas Climatiques (PAC)

La politique industrielle d'Enedis prévoit la réduction de l'exposition des réseaux aux aléas climatiques. L'ensemble des mesures prévues pour faire face aux aléas climatiques de grande ampleur a été résumé dans un « Plan Aléas Climatiques (PAC) », présenté à la DIDEME en juin 2006 et a fait l'objet d'une approbation par lettre ministérielle.

A fin 2017, la concession compte 319,5 km de réseaux HTA aériens à risques avérés (RA) inscrits au titre du Plan Aléas Climatiques (PAC), dont 86,9 km en ossature principale et ossature secondaire bouclée et 36,4 km hors ossatures principales de section 148 mm² Alm (réseaux robustes) .

Les réseaux HTA aériens à risques avérés se décomposent entre :

- 221,5 km soumis au risque vent, dont 179 km hors ossatures principales en 148 mm² Alm
- 53,1 km soumis au risque bois, dont 51 km hors ossatures principales en 148 mm² Alm
- 44,9 km de faible section

La politique PAC d'Enedis cible en priorité le traitement des tronçons sur P/SB (principale et secondaire bouclée), soit **36,4 km** hors 148 mm² Alm, conformément au diagnostic établi par le concessionnaire à fin 2017 :

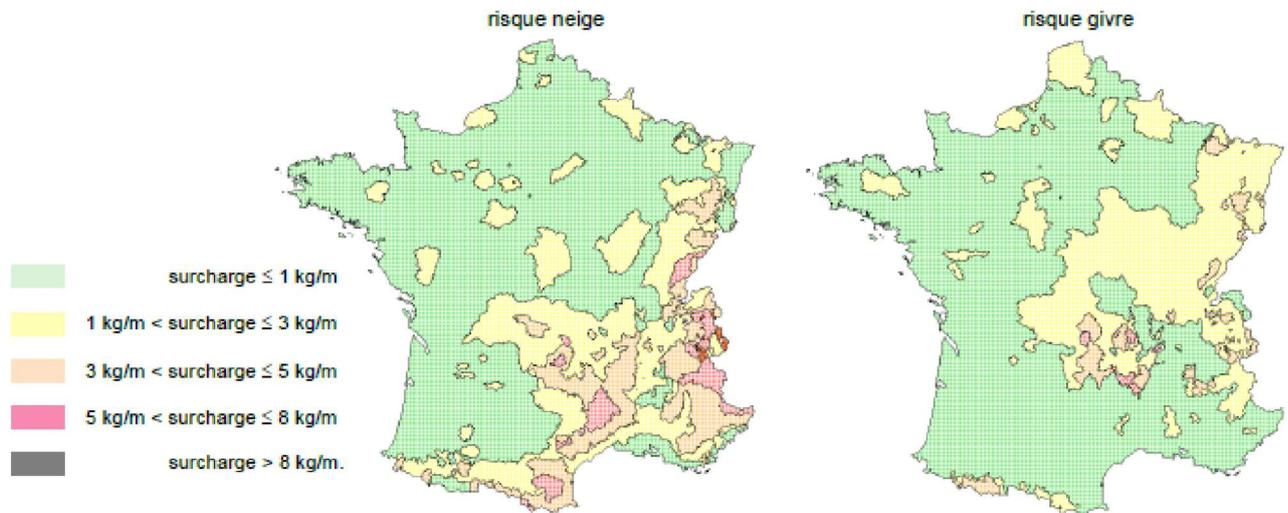
Nature de risque des réseaux HTA aériens inscrits au Plan Aléas Climatiques du concessionnaire (PAC)	Longueur totale en risques avérés PAC (m.)	Longueur en risques avérés PAC sur ossatures principale et secondaire bouclée (m.)	Longueur en risques avérés PAC sur ossatures principale et secondaire bouclée hors 148 mm ² Alm (m.)
Vent	221 500	74 902	28 289
Bois	53 100	10 899	7 021
Faibles sections	44 900	1 122	1 122
Neige collante / givre	0	0	0
Total	319 500	86 923	36 432

Source : Enedis

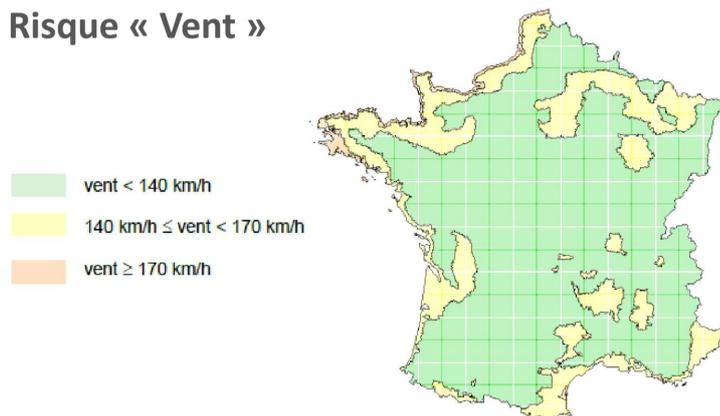
L'évolution de la longueur totale des tronçons à risques avérés PAC de la concession est présentée sur la chronique 2014-2017 :

Longueur HTA aérien à risques avérés PAC (km)	2014	2015	2016	2017
longueur HTA aérien concernée	387,5	366,0	349,9	319,5

Comme visible sur les cartes ci-dessous, le risque théorique vent est important dans la Manche, et oriente en partie la stratégie d'investissement du concessionnaire.



Risque « Vent »

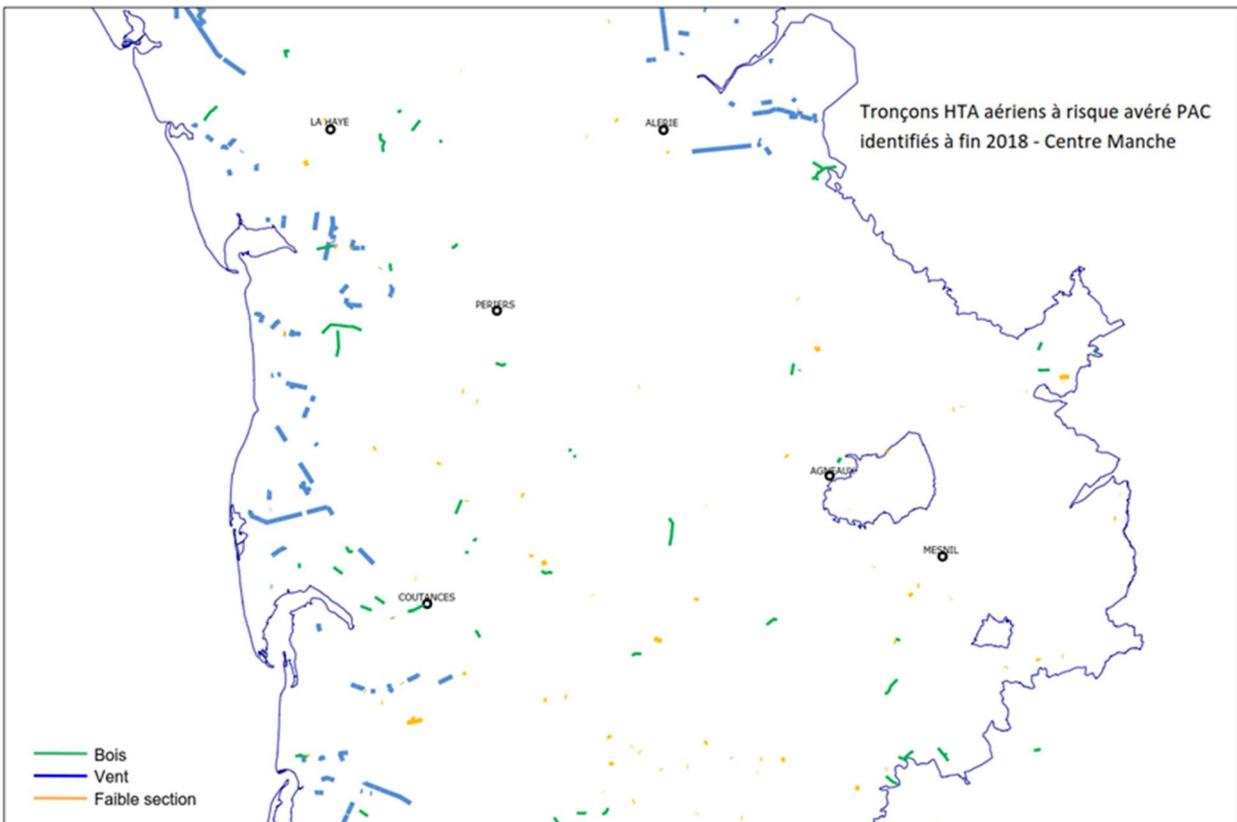
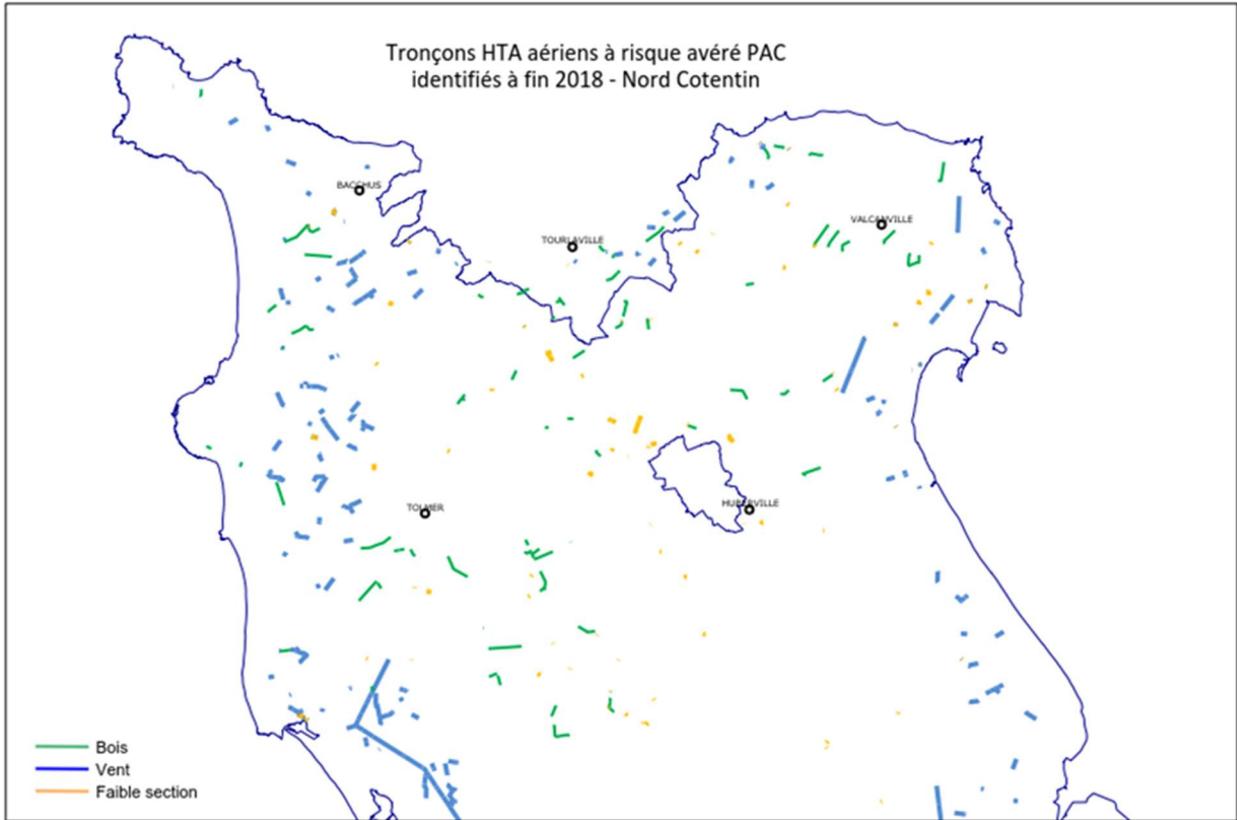


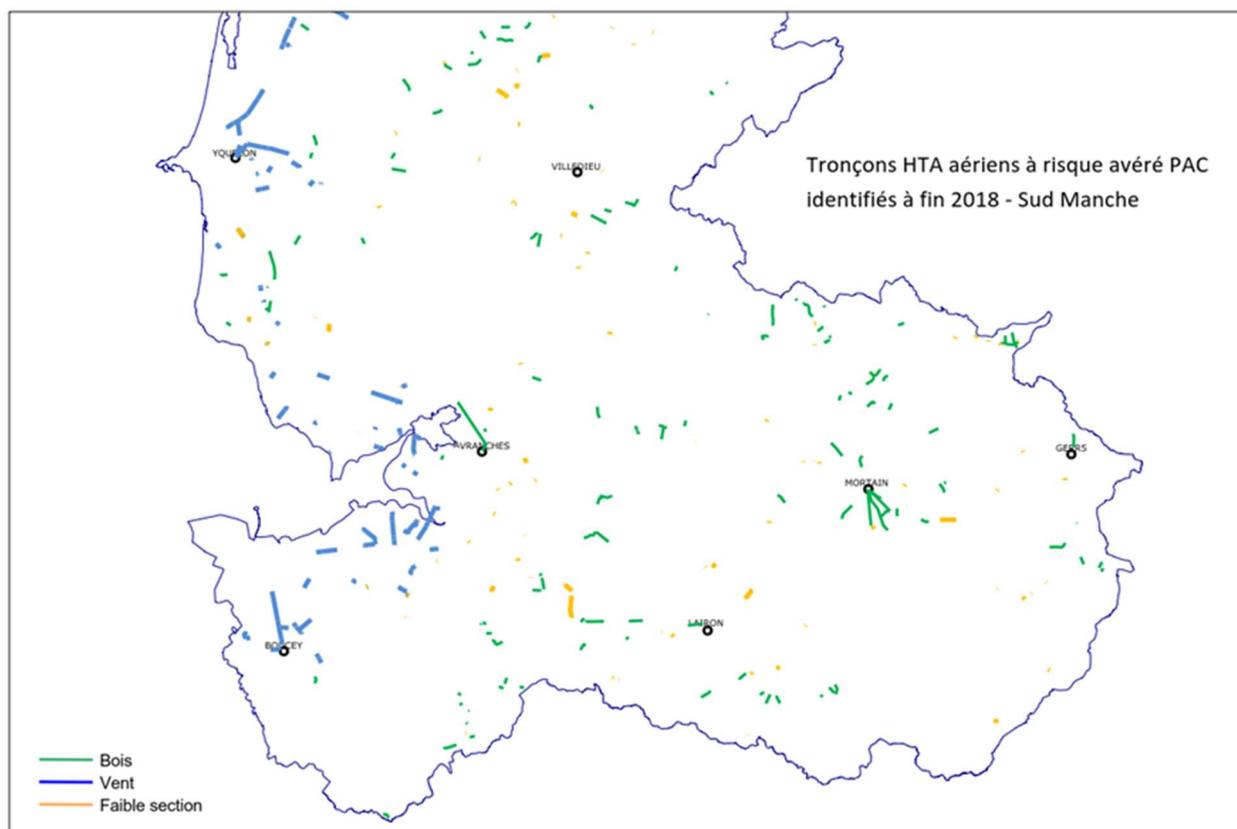
Risque « Bois »



Le tronçon est à risque si la tenue de l'ouvrage est inférieure aux vitesses de vents auxquels il risque d'être confronté.

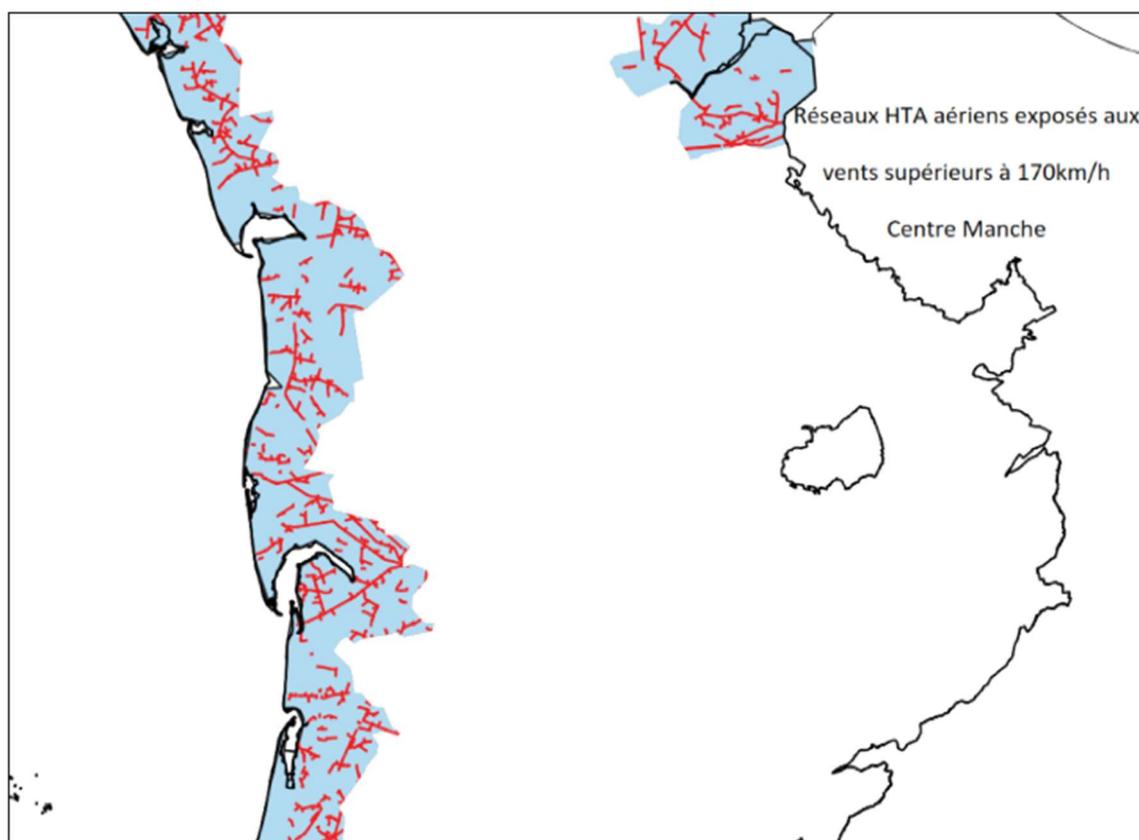
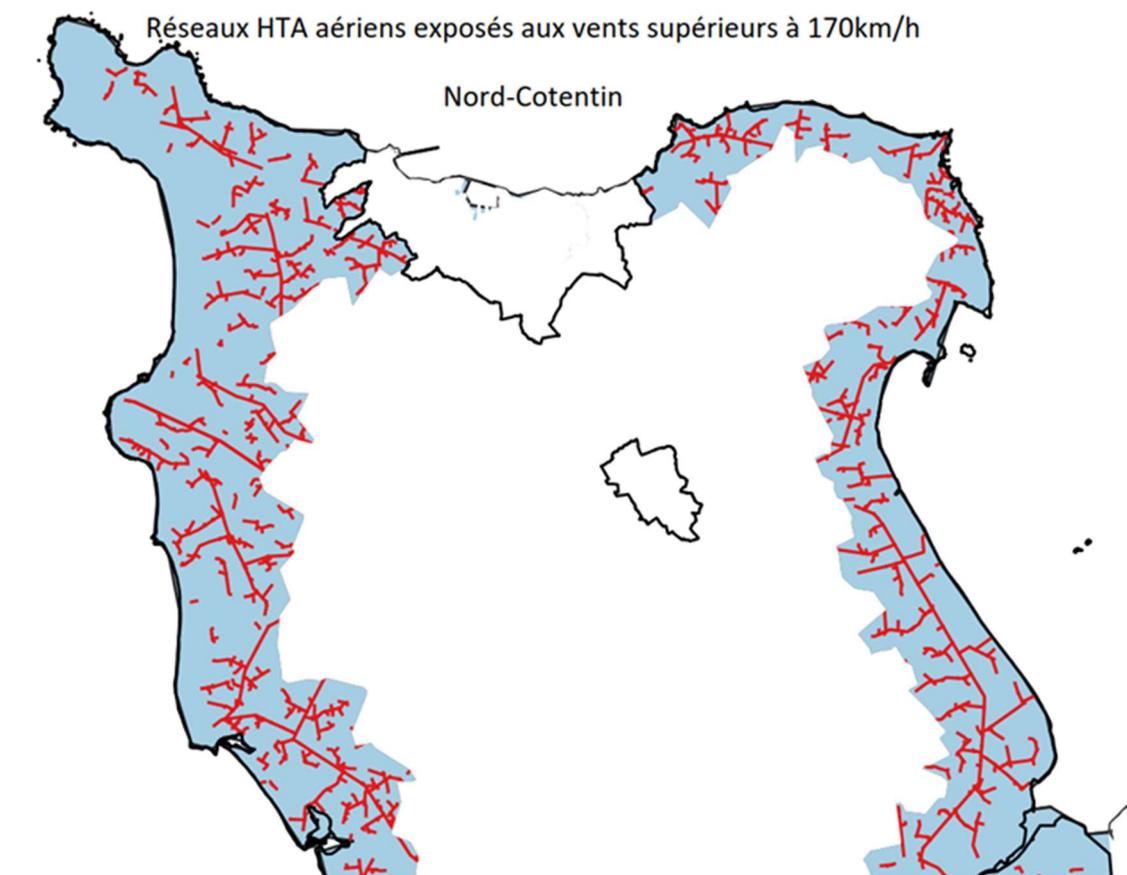
Les tronçons HTA aérien à risques avérés PAC de la concession, hors ossatures principales en 148 mm² Alm, sont les suivants à fin 2018 :

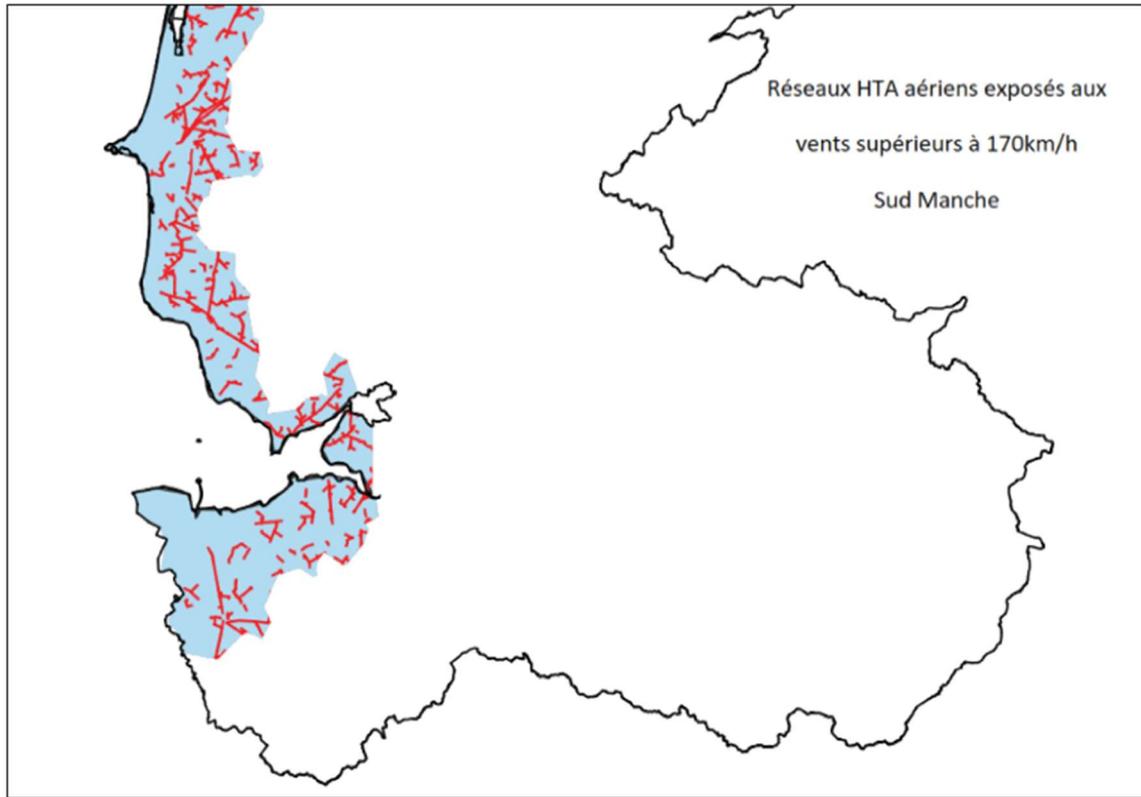




Source : [Enedis] Données Réseau

Focus sur les tronçons HTA aérien exposés aux vents supérieurs à 170 km/h :





Source : Enedis

La carte ci-dessus présente le **réseau côtier** aérien **présent dans la zone vent > 170 km/h**, plus précisément sur les communes ayant enregistré cette vitesse de vent dans les 20 dernières années.

On notera cependant que celle-ci ne coïncide pas complètement avec les zones QF (critère B et Fréquences de coupures).

Tout réseau présent dans la zone vent > 170 km/h n'est pas forcément retenu comme étant à risque climatique. Pour autant, même si les départs côtiers ne sont pas tous de forts contributeurs en critère B, la sensibilité du réseau dans cette zone doit être prise en compte, notamment au regard du **taux d'incident** qui est supérieur à celui du réseau aérien situé en dehors de cette zone.

A fin 2017, cette zone concentre **1172 km de réseau HTA aérien côtier** pour la concession.

La liste des tronçons HTA aériens à risques avérés par poste source, par départ HTA, par nature de risque (bois, neige, vent, ...) et par structure de réseau (ossature principale, ossature secondaire bouclée) est annexée au présent document.

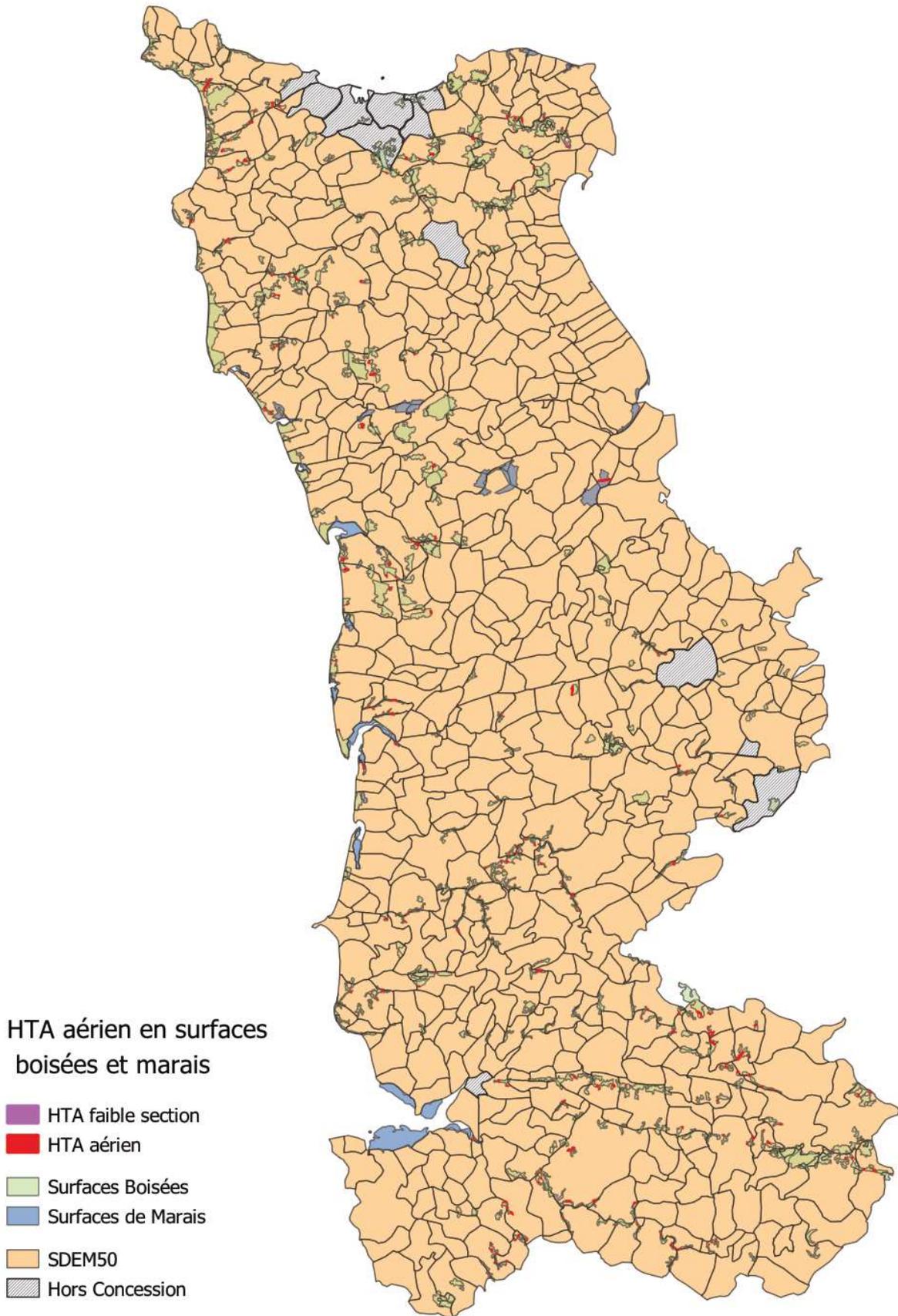
Focus sur les réseaux HTA aériens exposés au risque bois

Avec 26 300 hectares, la forêt couvre uniquement 4,4% de l'espace sur le département de la Manche.

L'incidentologie consécutive au risque bois est faible sur la concession. Elle représente en moyenne sur le réseau HTA, sur la chronique 2012 à 2017 :

- 2 incidents par an pour élagage ou abattage insuffisant
- 17 incidents par an pour chute d'arbre ou chute de branche

A fin 2017, les réseaux HTA aérien situés en zones boisées sont identifiés sur la carte suivante :



Source : Naldeo

3.1.7 Technologies incidentogènes

A fin 2017, les technologies incidentogènes identifiées par le concessionnaire sont présentées dans le tableau suivant en zones orangée (faibles sections) et grisée (autres sections) :

HTA aérien métal / section	Longueur totale (km)	Proportion (%)
AA	1 059	15,9%
37,7	1 032	15,5%
54,6	1	0,0%
69,3	11	0,2%
116,2	15	0,2%
AM	5 286	79,4%
34,4	138	2,1%
54,6	3 981	59,8%
75,5	76	1,1%
117	36	0,5%
148,1	1 033	15,5%
228	22	0,3%
CU	312	4,7%
7,1	2	0,0%
12,4	23	0,3%
14,1	20	0,3%
19,6	22	0,3%
22	67	1,0%
29,3	47	0,7%
38,2	60	0,9%
48,3	20	0,3%
59,7	30	0,4%
74,9	21	0,3%
Total	6 657	

Source : Données Réseau (Enedis)

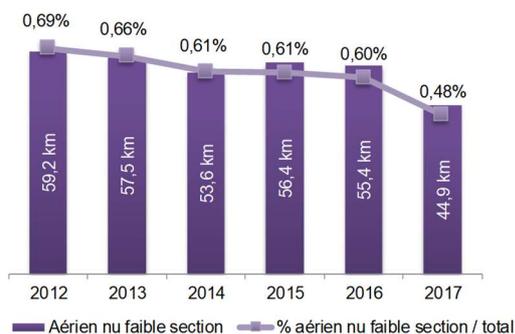
Le réseau HTA aérien en section 148 mm² Alm représente 15% du réseau aérien mais 78% des linéaires en ossature principale.

Les réseaux particulièrement incidentogènes 19,6 et 22 mm² Cu - 34,4 mm² Alm et ceux nécessitant une attention particulière tels que le 37,7 mm² AA notamment, représentent respectivement 0,3% 1% - 2,1% et 15,5% du réseau aérien de la concession.

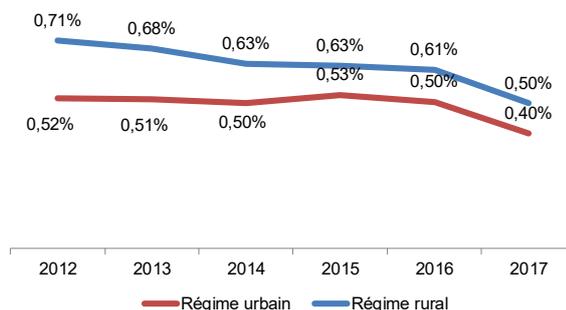
Le réseau en faible section (voir la partie grisée) représente moins de 1% du réseau aérien de la concession.

Les réseaux HTA aérien de faible section sont davantage présents en communes rurales (1,1%) qu'en communes urbaines (0,5%).

HTA Aérien nu de faible section



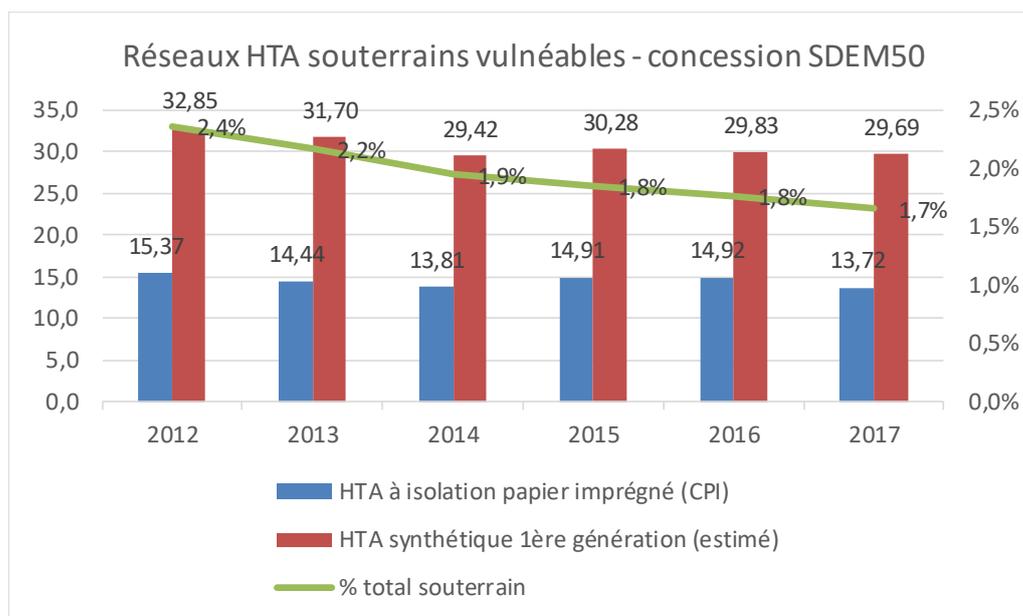
Taux de linéaires HTA de faibles sections



Focus câbles HTA de faible section (km) - Inventaire technique -	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Aérien nu faible section	59,2	57,5	53,6	56,4	55,4	44,9

Source : Données du contrôle (Naldeo)

Les réseaux HTA souterrains vulnérables :



Typologie des réseaux HTA (km) - Inventaire technique -	2012	2013	2014	2015	2016	2017
HTA à silation papier imprégné (CPI)	15,4	14,4	13,8	14,9	14,9	13,7
HTA synthétique 1ère génération (estimé)	32,8	31,7	29,4	30,3	29,8	29,7
% total souterrain	2,4%	2,2%	1,9%	1,8%	1,8%	1,7%

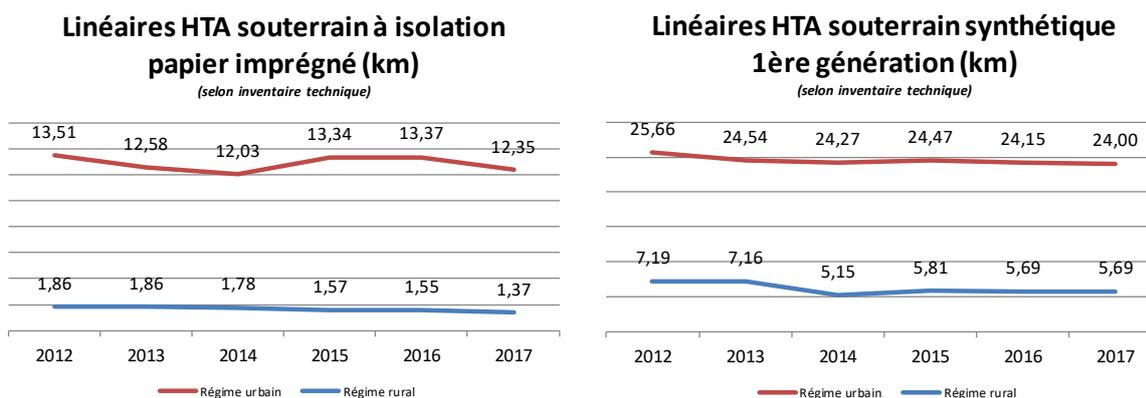
Source : Données du contrôle (Naldeo)

Les tronçons HTA souterrains en papier imprégné (CPI), très incidentogènes (x8 par rapport à la moyenne des réseaux souterrains¹), représentent 12,3 km en communes urbaines et 1,4 km en communes rurales.

Pour l'autorité concédante, les tronçons HTA souterrains synthétiques de 1^{ère} génération sont présumés fragiles. Ils représentent 24 km en communes urbaines et 5,7 km en communes rurales.

¹ Rapport CRE, 2010, Rapport sur la « qualité de l'électricité » : Diagnostics et propositions relatives à la continuité de l'alimentation en électricité, page 112

La répartition des réseaux HTA souterrains CPI et synthétiques de 1^{ère} génération (estimation) :



Réseaux HTA (km) - Inventaire technique -	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Régime urbain						
Linéaire de faible section	5,8	5,8	5,7	6,7	6,4	5,1
Linéaire à isolation papier imprégné	13,5	12,6	12,0	13,3	13,4	12,3
Linéaire synthétique 1ère génération (estimation)	25,7	24,6	24,3	24,5	24,1	24,0
% linéaire de faible section : linéaire FS / long. tot. HTA	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%
% linéaire à isolation papier imprégné : linéaire CPI / long. sout. tot	2,1%	1,9%	1,8%	1,8%	1,7%	1,6%
% linéaire synthétique de 1ère génération : linéaire synth. / long. sout. tot	4,0%	3,7%	3,6%	3,2%	3,1%	3,1%
Régime rural						
Linéaire de faible section	53,4	51,8	48,0	49,6	49,0	39,8
Linéaire à isolation papier imprégné	1,9	1,9	1,8	1,6	1,6	1,4
Linéaire synthétique 1ère génération (estimation)	7,2	7,2	5,2	5,8	5,7	5,7
% linéaire de faible section : linéaire FS / long. tot. HTA	0,7%	0,7%	0,6%	0,6%	0,6%	0,5%
% linéaire à isolation papier imprégné : linéaire CPI / long. sout. tot	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
% linéaire synthétique de 1ère génération : linéaire synth. / long. sout. tot	0,5%	0,5%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%

Source : Données du contrôle (Naldeo)

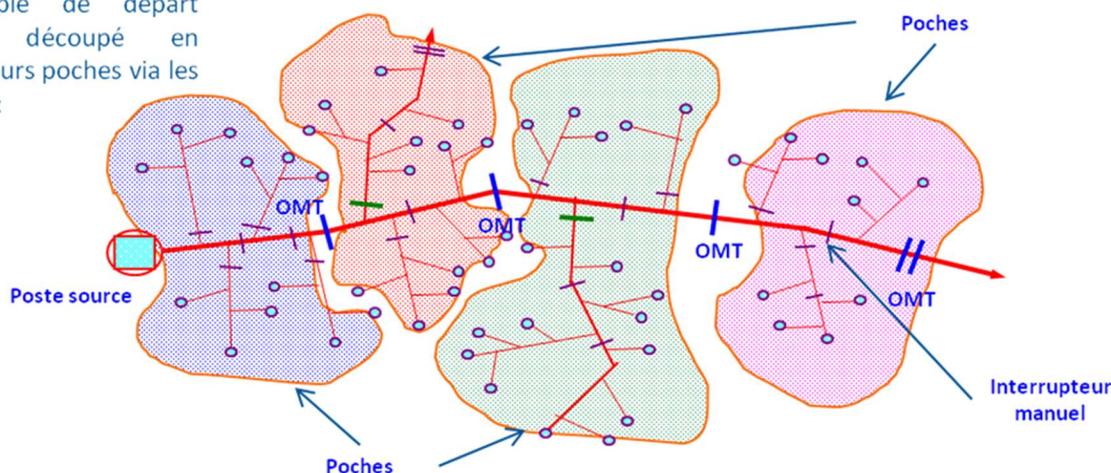
3.1.8 Réactivité du réseau HTA

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 le concessionnaire 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 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).

A fin 2017, le réseau de la concession est doté au total de 713 Organes de Manœuvres Télécommandés (OMT), pilotés depuis l'agence de conduite des réseaux pour permettre une réalimentation rapide des clients en cas d'incident sur le réseau.

Le réseau entre deux OMT est qualifié de « poche OMT » ou « poche télécommandée » (avec une moyenne de 335 clients par poche sur la concession).

Les départs HTA en contrainte d'OMT s'établissent en analysant, pour chaque poche, les nombres d'incidents moyens annuels et de clients susceptibles d'être coupés.

Sur la concession, 32 poches restent à équiper en OMT pour contribuer à l'amélioration de la réactivité du réseau HTA.

Une analyse sur le fonctionnement des OMT a été réalisée, faisant ressortir la problématique de télécommunication et de fiabilité du matériel et permettant ainsi de travailler sur des plans d'actions de fiabilisation en vue d'améliorer la réactivité et la réalimentation du territoire.

A fin 2017, les départs HTA identifiés pour améliorer la réactivité sur la concession sont les suivants :

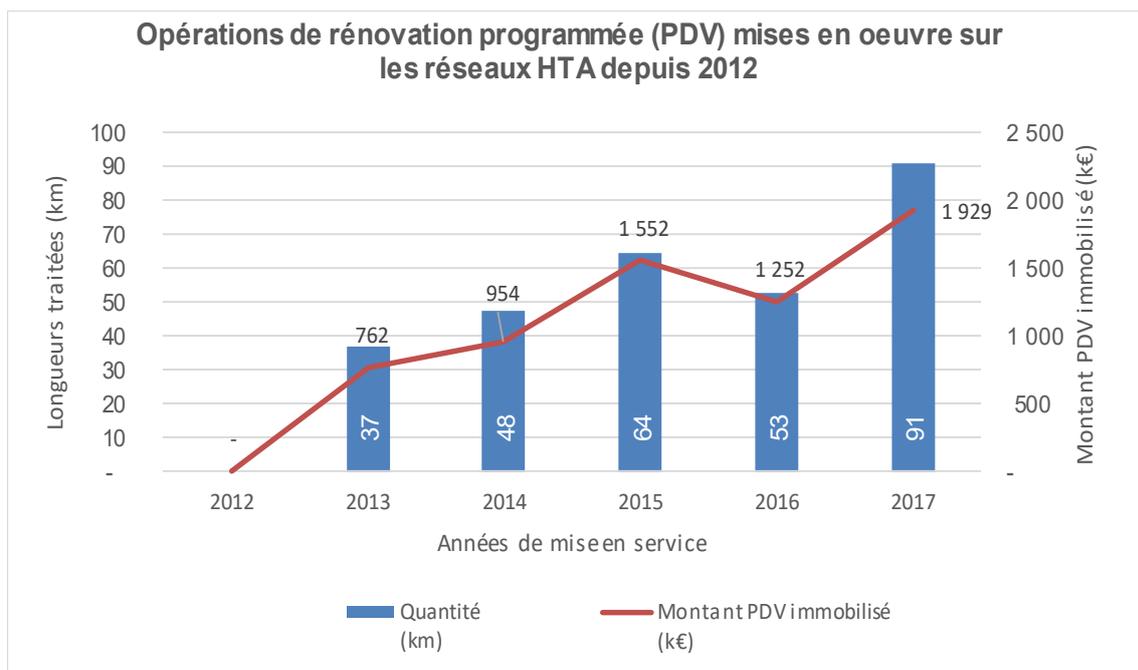
Poste Source	Départ HTA en contrainte d'OMT
AGNEAUX	DANGY
AGNEAUX	PONT HEBERT
ALERIE	ISIGNY 2
ALERIE	MEAUTIS
AVRANCHES	PRECEY
COUTANCES	COURCY
HAYE DU PUIITS	BESNEVILLE
HAYE DU PUIITS	DENNEVILLE
HUBERVILLE	LE THEIL
LAIRON	MESNIL THEBAULT
LAIRON	SAINT MARTIN DE LANDELLES
MESNIL	SAINT AMAND
MORTAIN	BARENTON
MORTAIN	GER
MORTAIN	SAINT CYR
MORTAIN	BROUAINS
MORTAIN	VILLECHIEN
PERIERS	SAINT SAUVEUR LENDELIN
PERIERS	CAMBERNON
PERIERS	SAINTENY
TOLMER	SURTAINVILLE
TOLMER	SOTTEVAST
VALCANVILLE	FERMANVILLE
VILLEDIEU	PERCY
VILLEDIEU	GOUVETS
VILLEDIEU	LA COLOMBE
YQUELON	SAINT PAIR
YQUELON	LINGREVILLE
YQUELON	SAINT PLANCHERS
YQUELON	SAINT JEAN DES CHAMPS
YQUELON	SAINT MICHEL DES LOUPS

3.1.9 Rénovation programmée des tronçons HTA aériens (ex PDV)

A fin 2017, **81% (soit 5 387 km) du réseau aérien** de la concession a plus de 25 ans et est donc éligible aux opérations de rénovation programmée (remplacement de supports, armements, ...).

Une partie de ce réseau fait l'objet d'actions de rénovation chaque année.

A fin 2017, près de 292 km de tronçons HTA aériens ont été traités en opérations de rénovation programmée, anciennement appelées « prolongation de la durée de vie des ouvrages ».



Opérations de prolongement de la durée de vies par années de mise en service	longueur (km)
2012	0
2013	37
2014	48
2015	64
2016	53
2017	91
Total	292

Source : Données du contrôle (Naldeo)

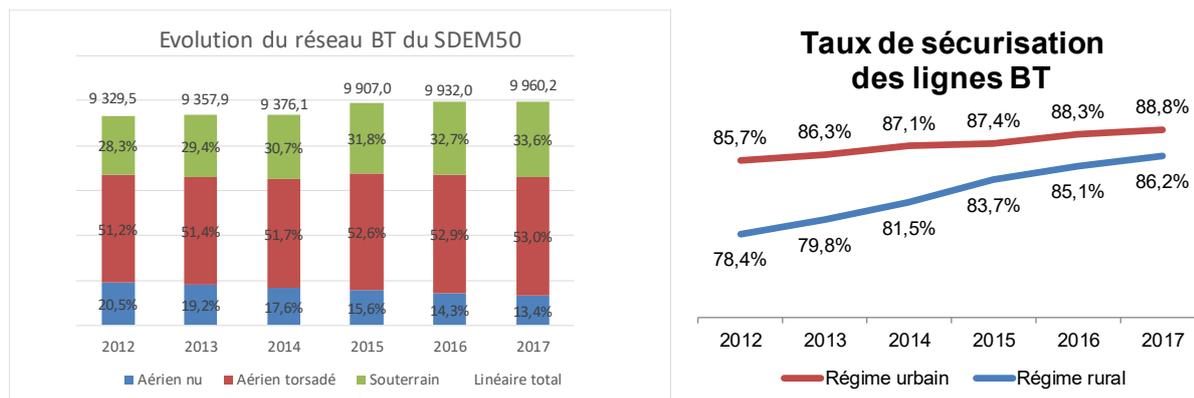
Le réseau HTA est l'infrastructure qui a le plus d'impact sur la durée moyenne de coupure par usager (critères B et M), avec une sensibilité particulière dans la Manche due aux tronçons aériens soumis au risque vent et un linéaire en technologies incidentogènes important.

3.2 Le réseau basse tension (BT)

3.2.1 Sécurisation du réseau

A fin 2017, le réseau BT de la concession représente 9960 km constitué à 33,6% de lignes souterraines et 53,0% de réseaux torsadés. Il évolue à la hausse en moyenne de 0,8% par an.

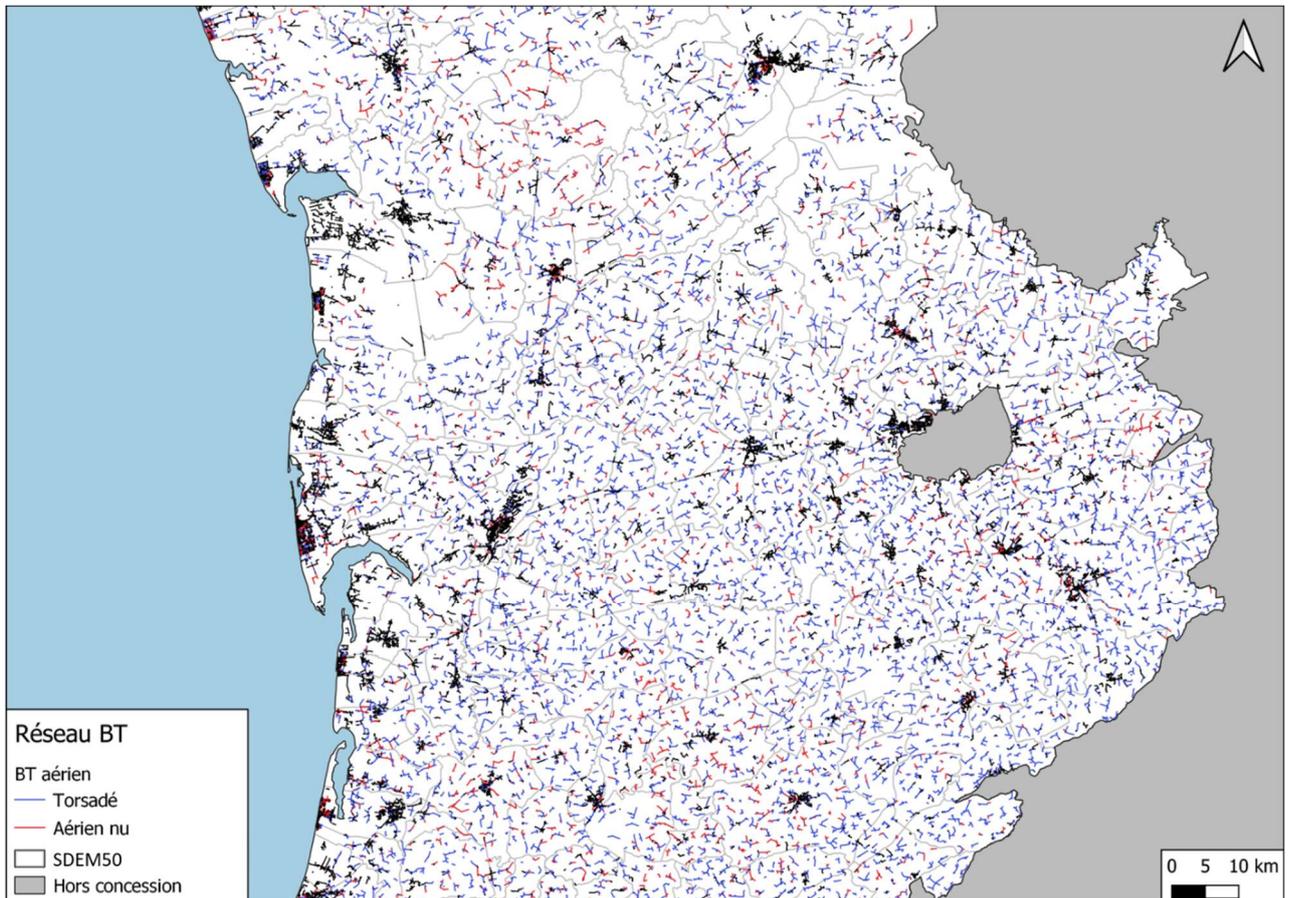
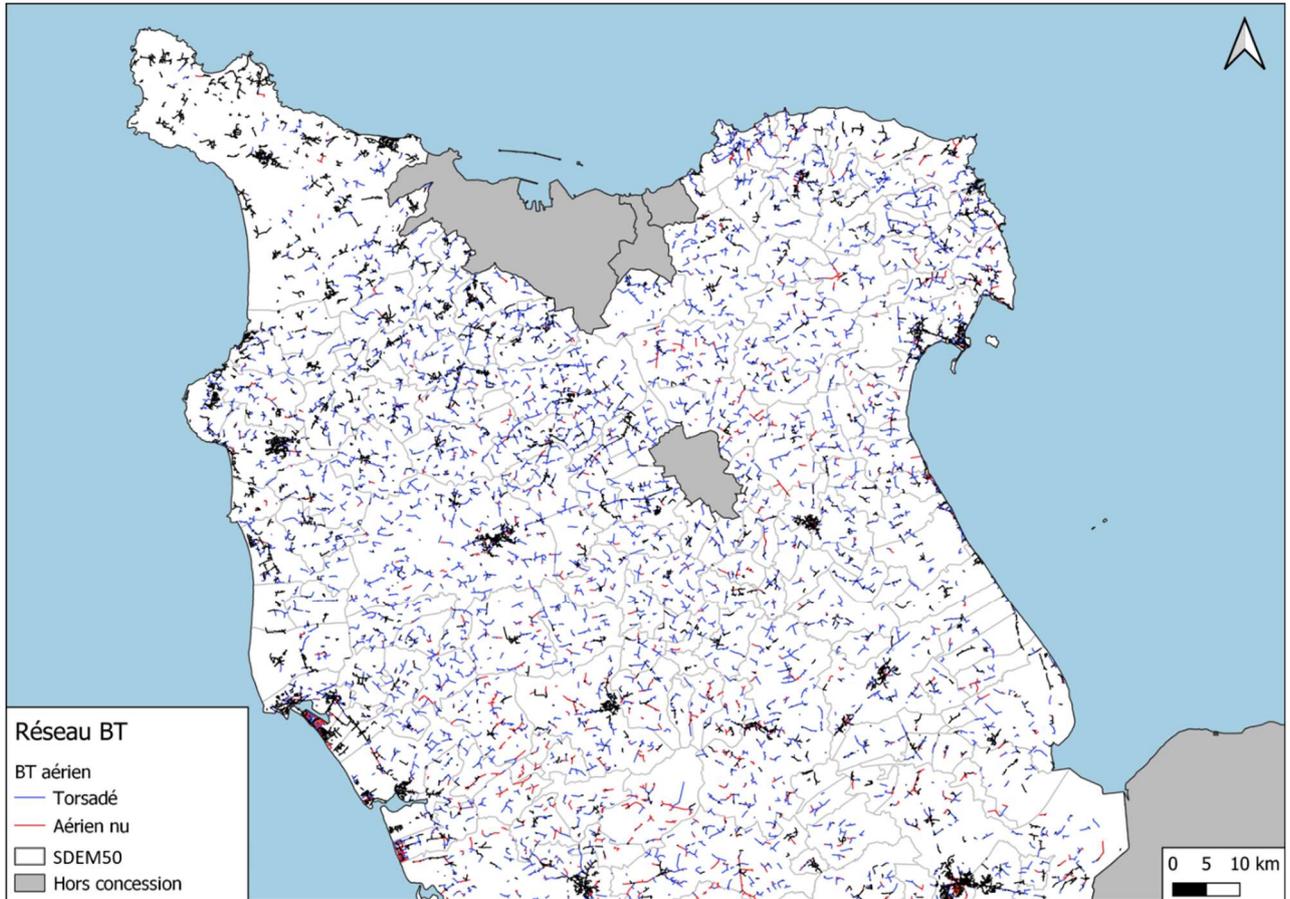
Le linéaire de réseau BT en fils nus, bien qu'en diminution rapide, reste élevé (1333 km) :

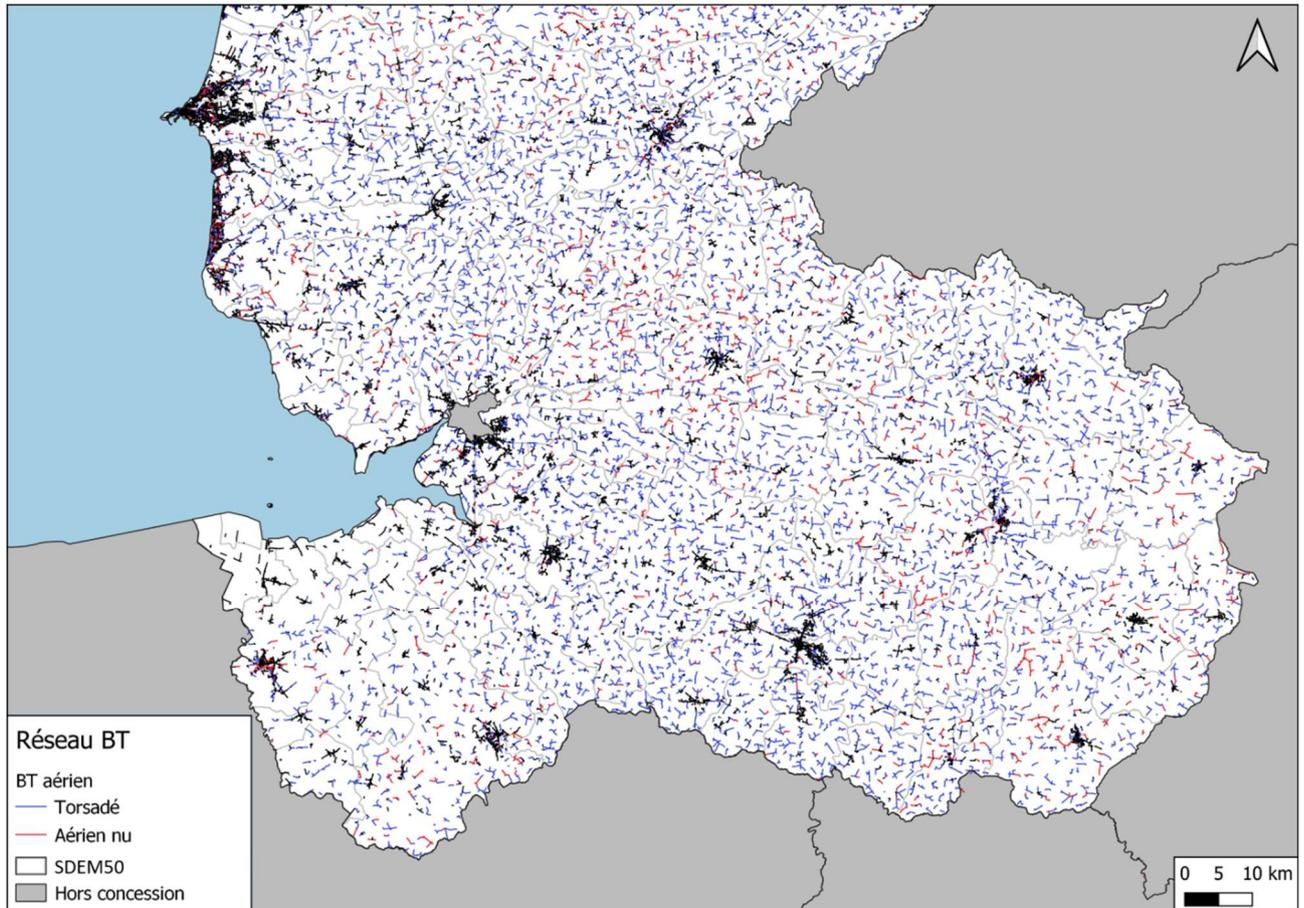


Source : Données du contrôle (Naldeo)

Le rythme de sécurisation est plus élevé en rural qu'en urbain mais le taux de réseau sécurisé reste plus élevé en urbain au regard du graphique ci-dessus.

Les réseaux BT aériens nus, aériens torsadés et souterrains sont représentés ci-dessous :





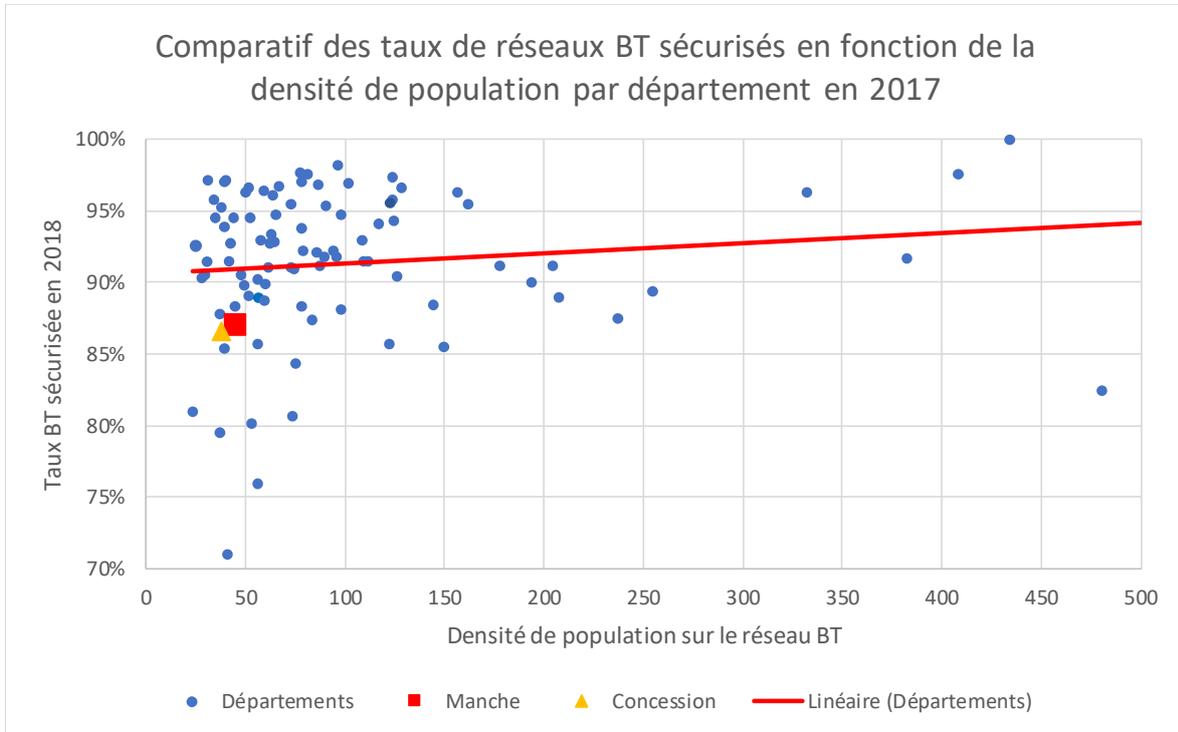
Source : Enedis

Typologie des réseaux BT (km) - Inventaire technique -	2012	2013	2014	2015	2016	2017	% linéaire total
Aérien nu	1 908,6	1 793,0	1 652,8	1 548,2	1 421,6	1 333,4	13,4%
Aérien torsadé	4 781,3	4 811,0	4 843,1	5 209,6	5 258,6	5 283,3	53,0%
Souterrain	2 639,6	2 753,8	2 880,1	3 149,2	3 251,8	3 343,5	33,6%
Linéaire total	9 329,5	9 357,9	9 376,1	9 907,0	9 932,0	9 960,2	
Evolution n/n-1		+0,3%	+0,2%	+5,7%	+0,3%	+0,3%	

Source : Données du contrôle (Naldeo)

3.2.2 Sécurisation du réseau par rapport aux autres départements

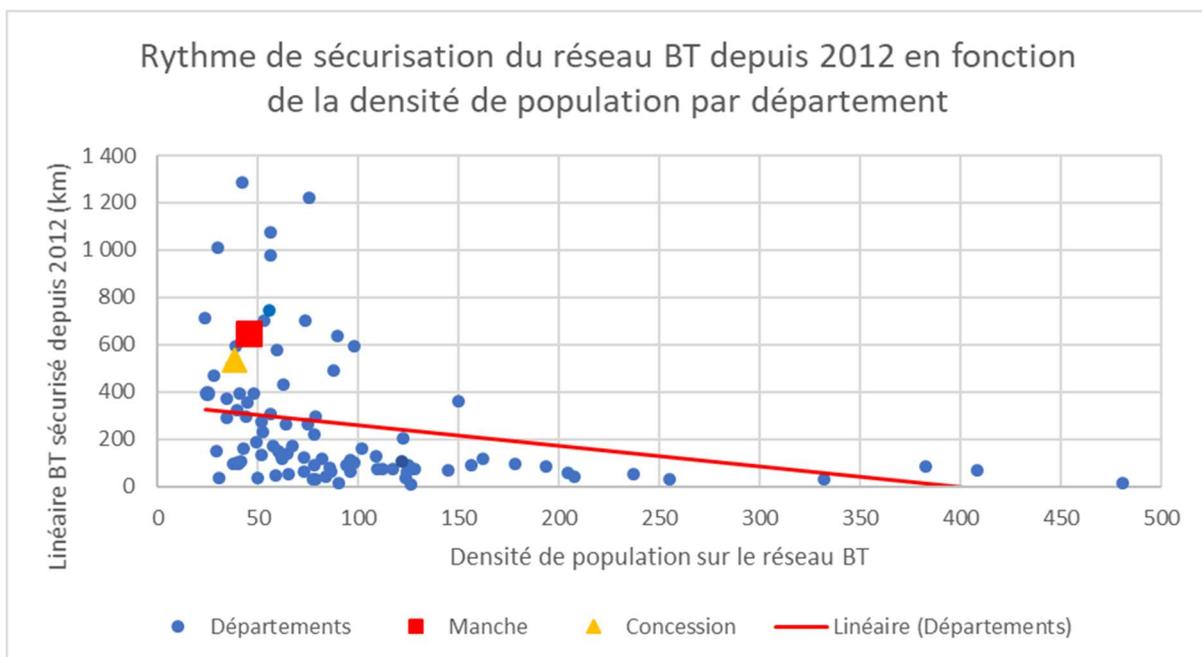
A fin 2017, le réseau BT de la concession est moins sécurisé que celui des départements de densité de population équivalente.



Source : Données Open Data (Naldeo)

Le rythme de sécurisation des réseaux BT de la Manche et de la concession est supérieur à la moyenne des départements de densité de population équivalente.

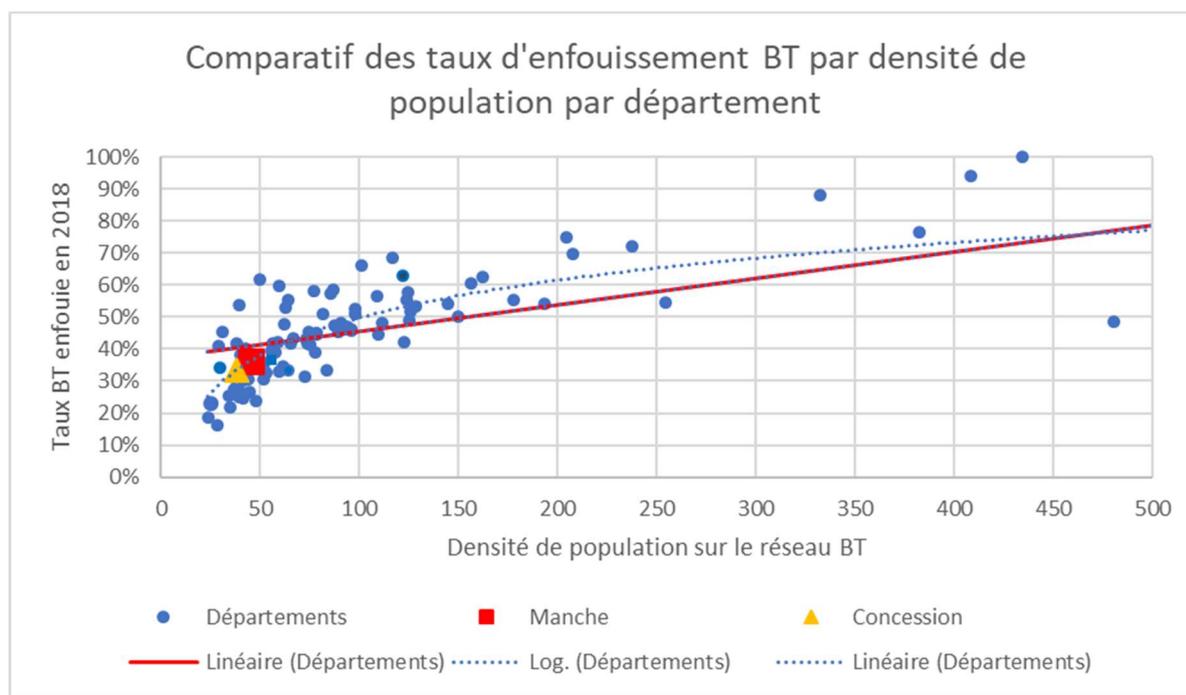
Depuis 2012, 837 km de réseaux BT aérien nu ont été sécurisés représentant une diminution de 38,7% du linéaire.



Source : Données Open Data (Naldeo)

Le rythme de sécurisation de la concession a été calculé à périmètre constant (période 2015-2017) et extrapolé sur la durée de l'étude.

Le réseau BT de la concession est moins enfoui que celui des départements de densité de population équivalente :



Source : Données Open Data (Naldeo)

Pour Enedis, la comparaison entre le département de la Manche et la concession au regard de la densité de population a peu de sens (urbain / rural) et n'est pas un inducteur d'investissement d'enfouissement des réseaux.

3.2.3 Longueur des départs

Les 20 448 départs BT de la concession ont une longueur moyenne de 487 mètres et comprennent 399 départs de grande longueur supérieure à 1500 mètres (dont 7 départs \geq 2500 mètres).

Le départ le plus long de 3 366 mètres est situé sur la commune de Husson.

Caractéristiques des départs BT - Inventaire technique -	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nb départs BT	19 164	19 270	19 404	20 602	20 514	20 448
Longueur moy. des départs BT (m.)	487	486	483	481	485	487
Nb départs BT > moy. nat. (425 m.)	9 058	9 099	9 137	9 673	9 676	9 675
Nb départs BT > 1500 m.	372	373	362	369	389	392
Nb départs BT > 2500 m.	10	8	8	7	8	7
Longueur départ BT le plus long (m.)	3 139	2 845	2 845	2 811	3 366	3 366
Commune du départ BT le plus long	SAINT-MARTIN-DE-	TRELLY	TRELLY	SOURD EVAL	HUSSON	HUSSON

Source : Données du contrôle (Naldeo)

3.2.4 Age des linéaires

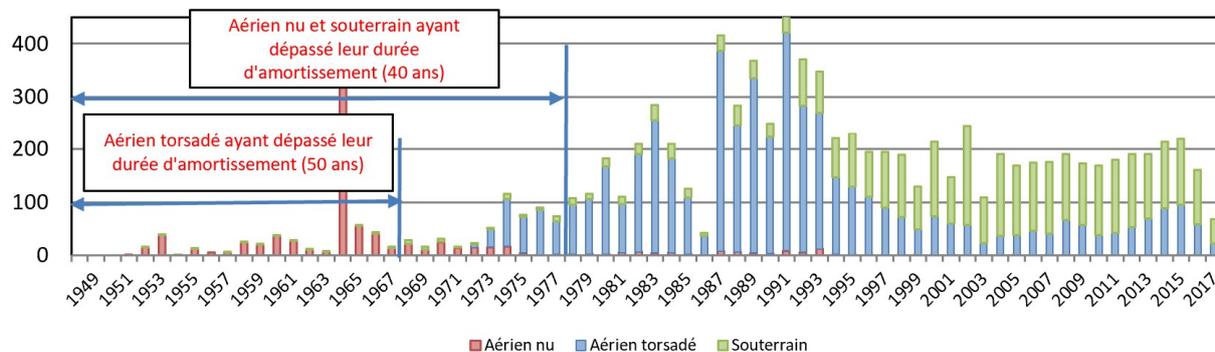
L'âge moyen du réseau BT est en baisse de 0,4 année par an sur la période 2012-2017, selon l'inventaire comptable :

Age des réseaux BT (km) - Inventaire comptable -	Longueur totale (km)	Age moyen (ans)	< 10 ans	de 10 à 20 ans	de 20 à 30 ans	de 30 à 40 ans	de 40 à 50 ans	de 50 à 60 ans	≥ 60 ans
Exercice 2012	9 426	27,8	1 159 12,3%	1 694 18,0%	2 891 30,7%	1 508 16,0%	464 4,9%	1 627 17,3%	85 0,9%
Exercice 2013	9 444	27,1	1 329 14,1%	1 693 17,9%	2 885 30,5%	1 483 15,7%	440 4,7%	1 534 16,2%	81 0,9%
Exercice 2014	9 459	26,1	1 525 16,1%	1 692 17,9%	2 878 30,4%	1 458 15,4%	419 4,4%	1 415 15,0%	71 0,8%
Exercice 2015	9 758	25,7	1 590 16,3%	1 784 18,3%	3 007 30,8%	1 544 15,8%	456 4,7%	1 302 13,3%	73 0,8%
Exercice 2016	10 000	25,5	1 785 17,8%	1 765 17,6%	3 155 31,5%	1 476 14,8%	483 4,8%	1 261 12,6%	76 0,8%
Exercice 2017	10 032	25,8	1 755 17,5%	1 744 17,4%	2 928 29,2%	1 804 18,0%	523 5,2%	1 200 12,0%	79 0,8%

Source : Données du contrôle (Naldeo)

La pyramide des âges montre que 18% du réseau BT a dépassé sa durée de vie technique théorique et durée d'amortissement de 40 ans (aérien nu et souterrain), et qu'une part des réseaux pourrait dépasser ces durées dans les prochaines années.

Evolution des linéaires BT mis en service par typologie selon l'inventaire comptable (km)



Pour Enedis, la durée d'amortissement n'est pas un critère d'investissement.

La pyramide des âges du réseau BT montre qu'une partie des ouvrages a dépassé sa durée de vie technique théorique et sa durée d'amortissement.

Focus câbles BT ayant dépassé leur durée de vie technique théorique (km) - Inventaire comptable -	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Aérien nu BT ≥ 40 ans	1901,8	1800,0	1664,0	1557,4	1468,9	1392,6
Souterrain BT ≥ 40 ans	49,5	48,5	47,7	50,3	53,8	62,8
% aérien nu / aérien total	28,4%	27,3%	25,6%	23,0%	22,0%	21,0%
% souterrain / total	1,88%	1,76%	1,66%	1,60%	1,66%	1,88%

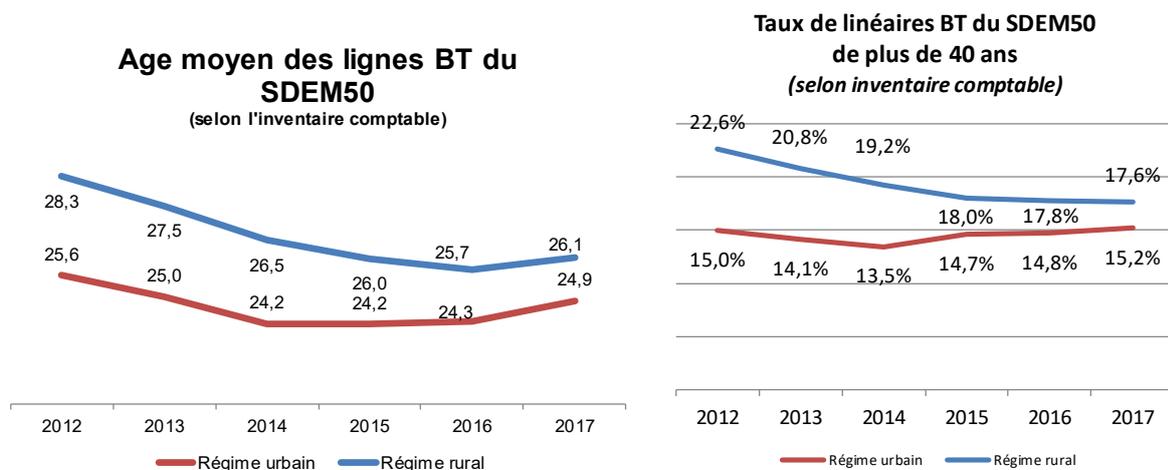
Source : Données du contrôle (Naldeo)

L'analyse de l'âge par typologie de réseau BT, réalisée à partir de l'inventaire technique, montre que l'aérien nu, l'aérien torsadé et le souterrain ont des âges moyens respectifs de 51,8 ans – 25,7 ans et 14,5 ans.

L'inventaire technique du concessionnaire comporte cependant des incohérences de date de mise en service et de technologie pour près de 2511 km de réseaux (non datés « 1946 »), comme le montre le tableau suivant :

Age des réseaux BT (km) - Inventaire technique -	Longueur totale (km)	Age moyen (ans)	< 10 ans	de 10 à 20 ans	de 20 à 30 ans	de 30 à 40 ans	de 40 à 50 ans	de 50 à 60 ans	≥ 60 ans
Exercice 2012	9 330	32,1	1 589,7	2 039,8	2 540,4	142,2	11,8	14,8	2 990,9
			17,0%	21,9%	27,2%	1,5%	0,1%	0,2%	32,1%
Exercice 2013	9 358	32,1	1 654,0	1 851,3	2 698,6	240,3	12,3	14,8	2 886,6
			17,7%	19,8%	28,8%	2,6%	0,1%	0,2%	30,8%
Exercice 2014	9 376	31,9	1 695,2	1 777,7	2 798,8	330,6	15,5	13,9	2 744,3
			18,1%	19,0%	29,8%	3,5%	0,2%	0,1%	29,3%
Exercice 2015	9 907	31,7	1 840,2	1 840,0	2 961,4	474,4	23,9	8,3	2 758,9
			18,6%	18,6%	29,9%	4,8%	0,2%	0,1%	27,8%
Exercice 2016	9 932	31,7	1 835,1	1 778,0	3 044,0	604,7	26,1	7,4	2 636,8
			18,5%	17,9%	30,6%	6,1%	0,3%	0,1%	26,5%
Exercice 2017	9 960	32,0	1 809,9	1 741,4	3 034,4	788,7	30,8	7,1	2 548,0
			18,2%	17,5%	30,5%	7,9%	0,3%	0,1%	25,6%

Les réseaux BT des communes rurales sont plus anciens (âge moyen de 26,1 ans) et ont un taux de linéaires de plus de 40 ans (17,6%) supérieur aux communes urbaines.



Source : Données du contrôle (Naldeo)

3.2.5 Technologies incidentogènes

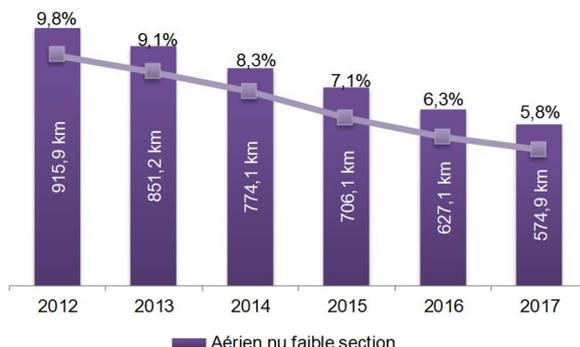
La concession compte des technologies réputées incidentogènes comprenant :

- 1333 km de réseau BT aérien nu, dont 575 km de faibles sections
- 7 km de réseau souterrain à papier imprégné (CPI) en cuivre ou aluminium
- 93,8 km de réseau souterrain à neutre périphérique (estimés)
- 76 km de réseau souterrain cuivre et aluminium non datés (« 1946 ») susceptibles d'être de technologies papier imprégné ou neutre périphérique

BT aérien nu du SDEM50



Aérien nu de faible section du SDEM50



La base technique d'Enedis des réseaux BT comprend des écarts d'inventaire. En effet certains tronçons aériens torsadés et souterrains y sont répertoriés avec des technologies (matériaux et sections) associées aux tronçons aériens nus de faible section. De plus on constate un écart entre le linéaire aérien total issu de la base comptable et celui issu de la base technique.

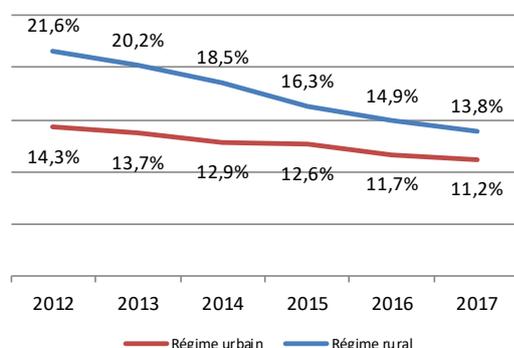
L'autorité concédante met en exergue les tronçons aériens de sections restreintes inférieures ou égales à 22 mm² tous conducteurs, susceptibles d'être fragiles :

Focus câbles BT de faible section selon l'ancienne désignation (<2009) - Inventaire technique -	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Aérien nu faible section	1280,7	1191,5	1087,8	996,0	897,5	828,6
Aérien torsadé faible section	7,1	6,9	6,6	6,6	6,1	5,6
Souterrain faible section	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
% aérien nu faible section / total Réseau BT	13,73%	12,73%	11,60%	10,05%	9,04%	8,32%

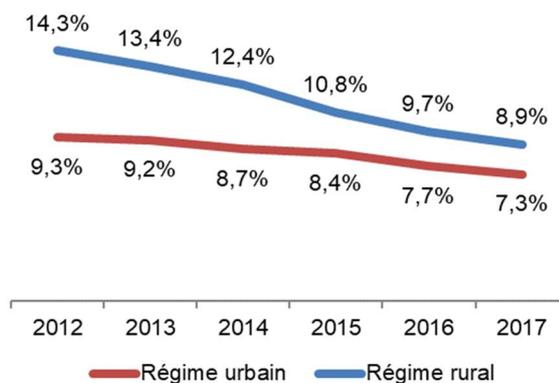
Source : Données du contrôle (Naldeo)

Les rythmes de résorption des tronçons aériens nus et de faibles sections sont plus importants en communes rurales (en proportion et en linéaires) qu'en communes urbaines.

Taux de linéaires BT aériens nus du SDEM50 (linéaire nu sur linéaire BT total) (selon inventaire technique)

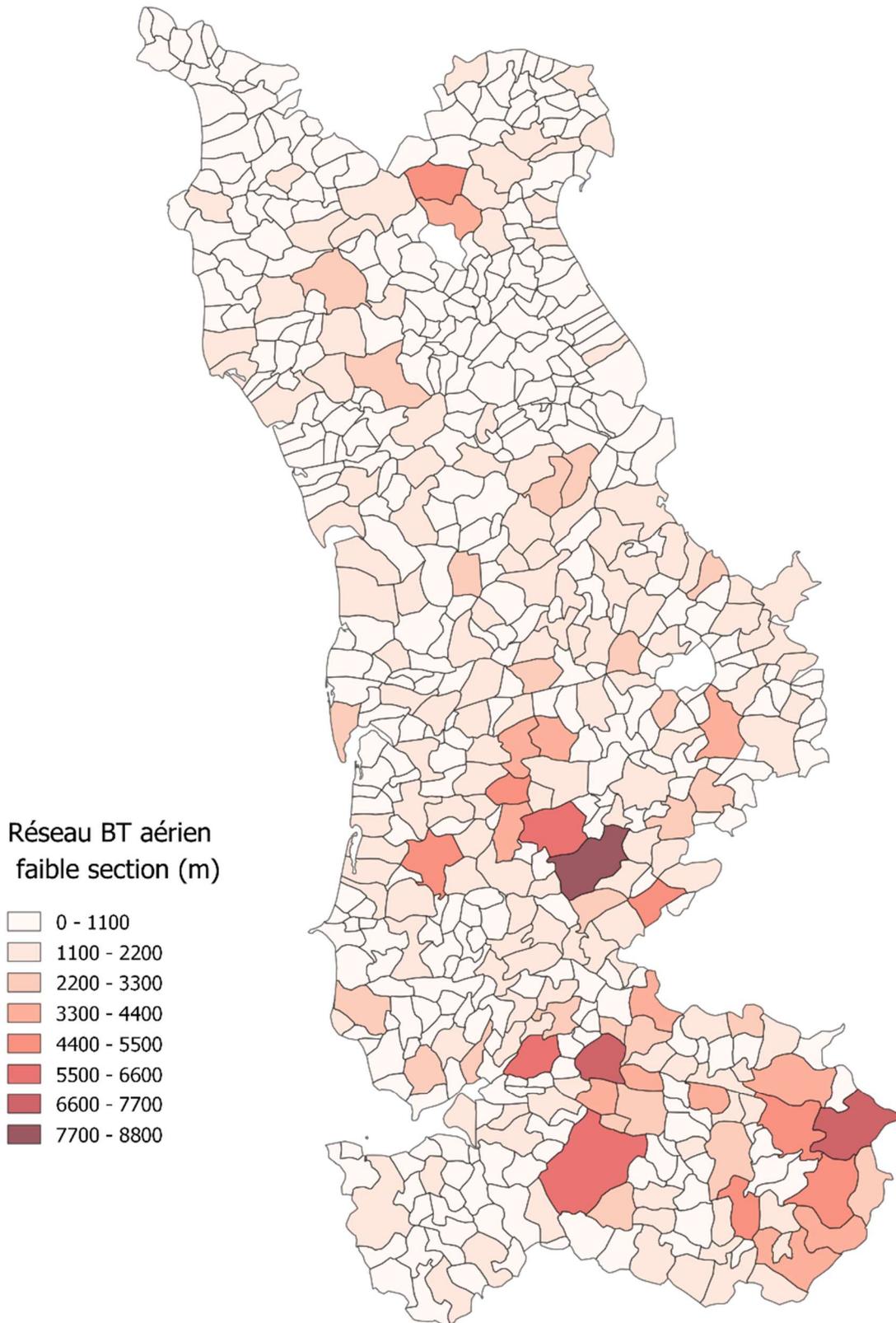


Taux de linéaires BT aérien de faibles sections (linéaire aérien de faibles sections sur linéaire aérien total)



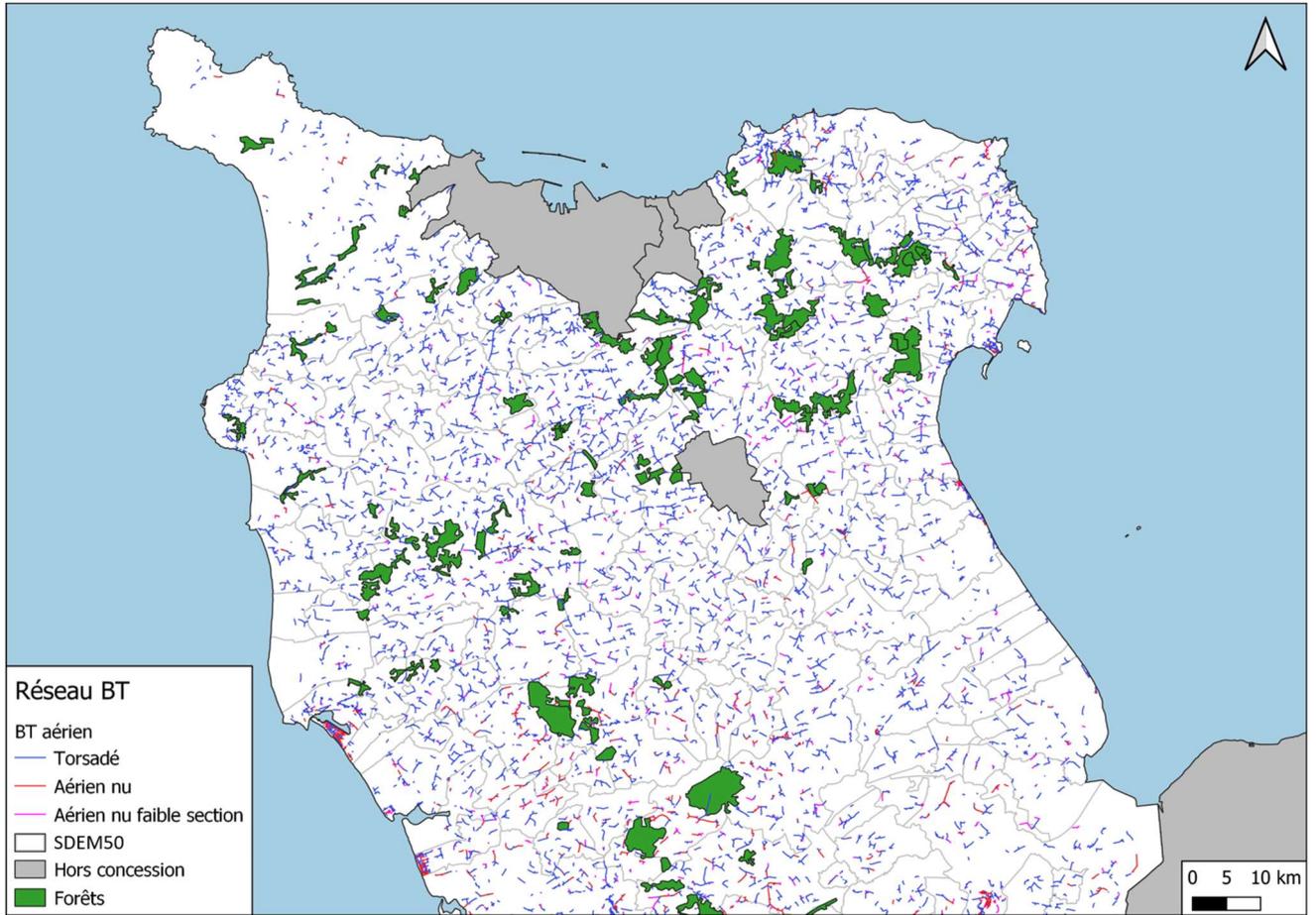
Source : Données du contrôle (Naldeo)

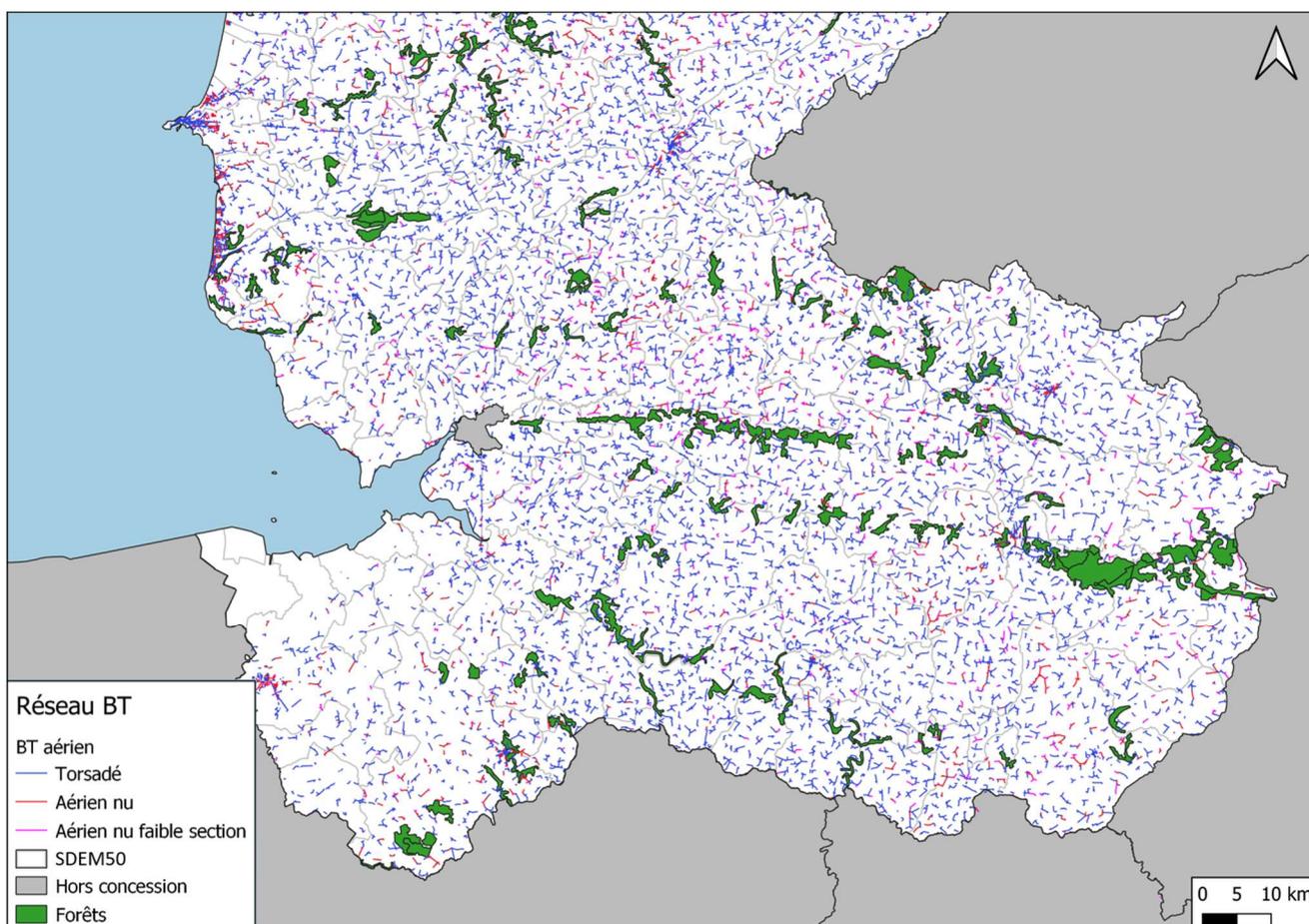
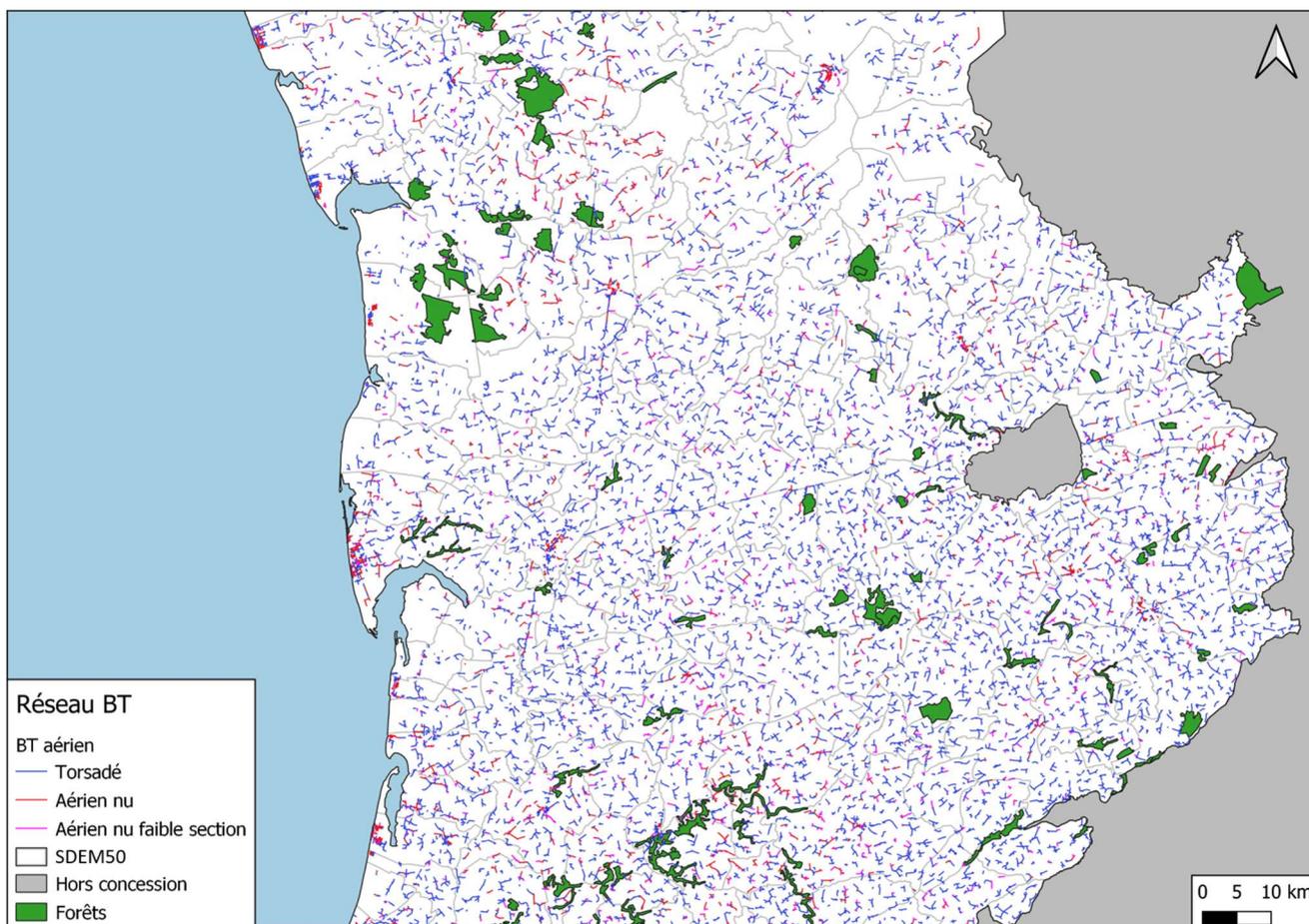
A fin 2017, la carte des réseaux BT aérien nu faibles sections à la maille communale (section inférieure ou égale à 14,5 mm² Cu et inférieure ou égale à 22mm² pour les autres conducteurs) est la suivante :



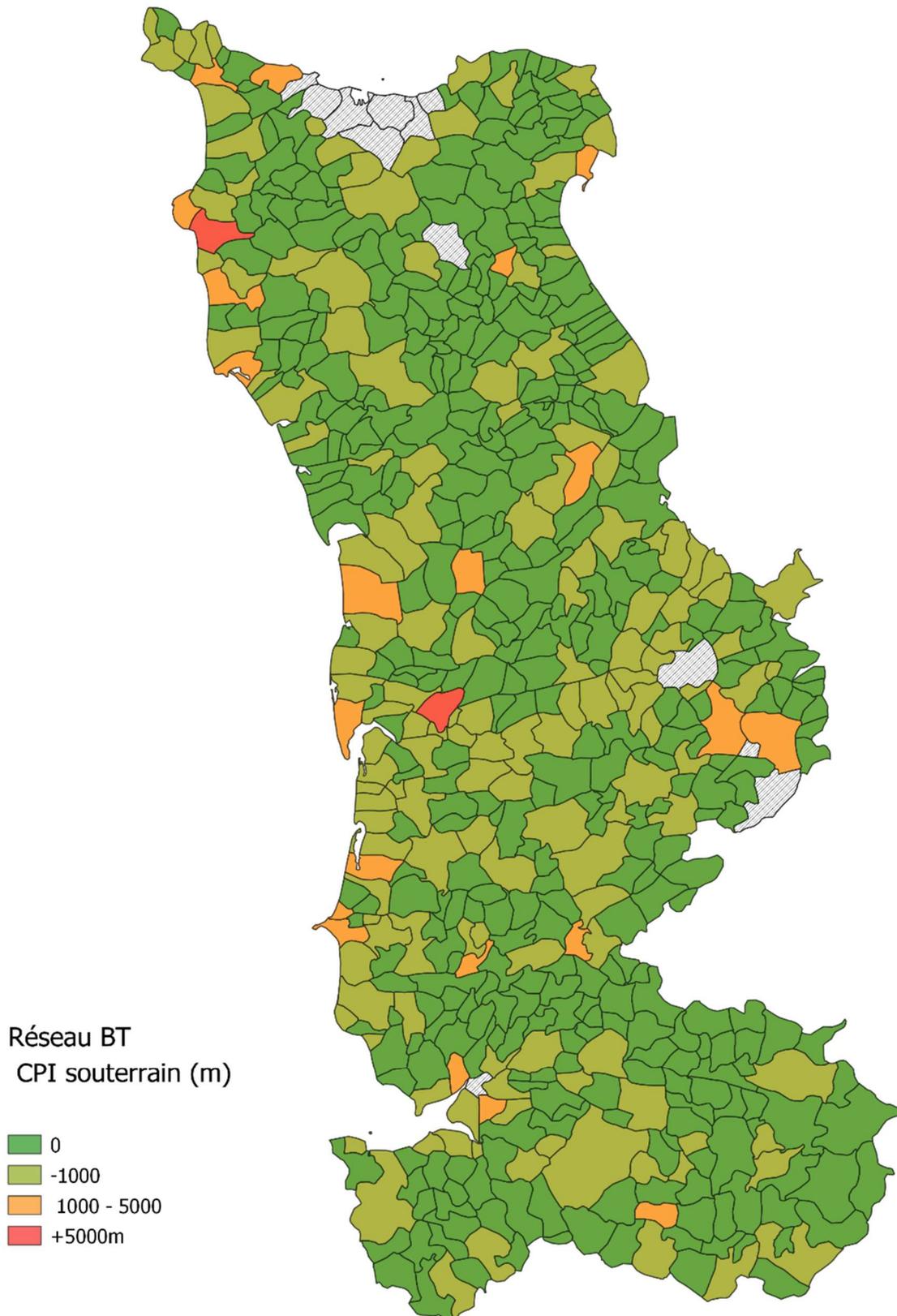
Source : Données de contrôle 2017 (Naldeo)

A fin 2017, la carte des tronçons BT aérien nu faibles sections (section inférieure ou égale à 14,5 mm² Cu et inférieure ou égale à 22mm² pour les autres conducteurs) est la suivante :





A fin 2017, la carte des longueurs estimées de réseaux BT souterrains en câble papier imprimé (CPI), par commune, est la suivante :



Source : Données de contrôle 2017 (Naldeo)

Les réseaux BT souterrains incidentogènes sont davantage présents en communes urbaines qu'en communes rurales :

Réseaux BT (km) - Inventaire technique -	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Régime urbain						
Aérien nu	213	206	195	215	200	194
Linéaire de faible section	64,5	62,4	57,1	62,8	56,3	52,3
Linéaire à isolation papier imprégné (estim)	2,5	2,5	2,7	2,7	2,7	2,5
Linéaire à neutre périphérique (estim)	55,2	55,0	54,7	59,6	59,3	59,6
Linéaire souterrain non datés CU et AI ("1946")	47,2	47,1	46,5	51,0	50,3	48,8
% aérien nu : long. Aérien nu / long. totale des réseaux BT	14,3%	13,7%	12,9%	12,6%	11,7%	11,2%
% linéaire de faible section : long technologie / long. Réseaux BT aérien	9,3%	9,2%	8,7%	8,4%	7,7%	7,3%
% linéaire souterrain non datés CU et AI ("1946")	5,9%	5,7%	5,4%	5,3%	5,1%	4,9%
Régime rural						
Aérien nu	1 696	1 587	1 458	1 333	1 222	1 140
Linéaire de faible section	857,4	794,6	722,5	648,8	575,9	527,1
Linéaire à isolation papier imprégné (estim)	1,1	1,1	0,9	1,2	1,2	1,2
Linéaire à neutre périphérique (estim)	34,1	34,2	34,0	34,6	34,5	34,2
Linéaire souterrain non datés CU et AI ("1946")	29,5	29,5	29,4	30,3	29,9	29,5
% aérien nu : long. Aérien nu / long. totale des réseaux BT	21,6%	20,2%	18,5%	16,3%	14,9%	13,8%
% linéaire de faible section : long technologie / long. Réseaux BT aérien uniquement	14,3%	13,4%	12,4%	10,8%	9,7%	8,9%
% linéaire souterrain non datés CU et AI ("1946")	1,6%	1,5%	1,5%	1,4%	1,3%	1,3%

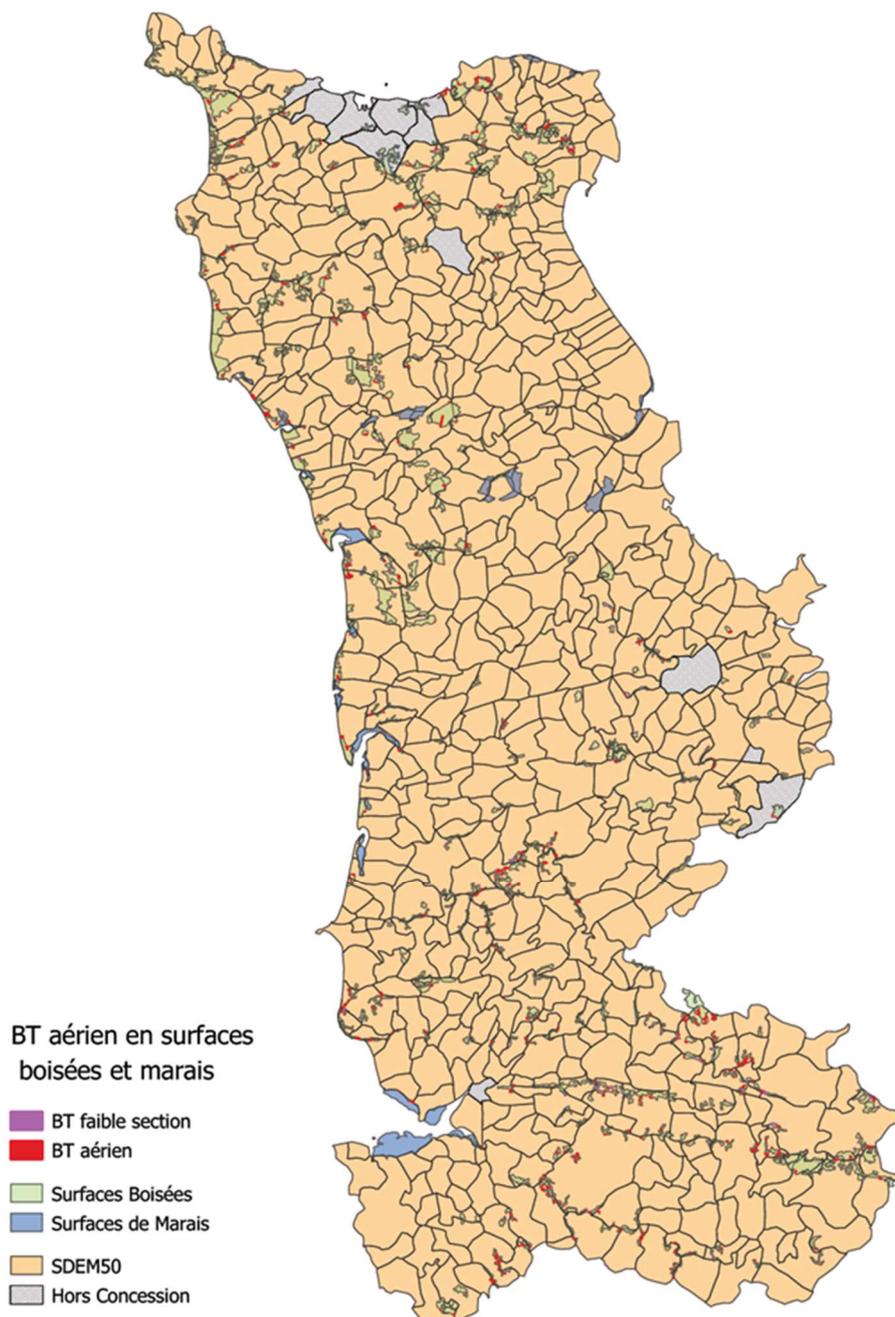
Source : Données du contrôle (Naldeo)

3.2.6 Résorption des réseaux BT aériens situés dans zones à risques

Une très faible partie du réseau BT aérien se situe en zone boisée.

En revanche le département de la Manche, possède plus de 80 000 km de haies et de talus, ce qui en fait l'un des départements les plus bocagers de France. La densité moyenne de haies dans le département s'élève ainsi à 142 ml/ha (source : Guide de l'arbre Conseil départemental de la Manche).

A fin 2017, les réseaux BT aériens situés en zones boisées sont identifiés sur la carte suivante :



Source : Données du contrôle 2017 (Naldeo)

L'incidentologie consécutive au risque bois est faible sur la concession. Elle représente en moyenne entre 2012 et 2017 sur le réseau BT :

- 116 incidents par an pour élagage ou abattage insuffisant
- 41 incidents par an pour chute d'arbre ou chute de branche

Le réseau BT aérien est également particulièrement exposé au risque vent.

3.3 Les postes de transformation HTA/BT DP

3.3.1 Typologie des postes

Les postes HTA/BT de distribution publique de la concession se répartissent de la façon suivante :

Typologie des postes HTA/BT - Inventaire technique -	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Postes sur poteau	7 834	7 795	7 734	8 041	8 011	7 928
Postes maçonnés	428	433	427	451	450	450
Postes préfabriqués	3 013	3 118	3 233	3 538	3 621	3 731
Non renseigné	8	0	0	0	0	0
Total	11 283	11 346	11 394	12 030	12 082	12 109

N.B. : le concessionnaire indique traiter l'élimination de l'amiante au cas par cas en respectant les dispositions réglementaires.

3.3.2 Focus sur les cabines hautes

Les postes HTA/BT comprennent notamment 4 cabines hautes :

Focus postes HTA/BT de type "cabine haute" - CRACs et inventaire technique -	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nb de cabines hautes	10	10	6	5	4	4
% total	0,1%	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%

3.3.3 Age des postes

Les postes HTA/BT de plus de 40 ans représentent 1 888 postes à fin 2017, soit 15,6% des ouvrages.

En 2017, Enedis a conduit une action de fiabilisation de datation dans la base technique pour les postes alors millésimés « 1946 » (date généralement indiquée par défaut dans les bases techniques pour les ouvrages dont la date est incertaine). Cette action a consisté à aligner la date du poste dans la base technique sur la date du poste indiquée dans la base comptable ; elle conduit à une diminution importante du nombre de postes de plus de 40 ans.

Focus postes HTA/BT anciens - CRACs et inventaire technique -	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nb de postes ≥ 40 ans	3 696	3 721	3 749	3 947	3 939	1 888
% total	32,8%	32,8%	32,9%	32,8%	32,6%	15,6%
Dont postes H61	3311	3336	3365	3541	3529	1721
Dont postes en immeuble	45	45	45	47	46	29
Dont cabines hautes	7	7	4	4	4	3
Dont cabines basses	180	182	184	196	200	101

Près de 15,6% des postes ont plus de 40 ans.

Age des postes HTA/BT (nb) - Inventaire technique -	Nombre total	Age moyen (ans)	< 10 ans	de 10 à 20 ans	de 20 à 30 ans	de 30 à 40 ans	de 40 à 50 ans	de 50 à 60 ans	≥ 60 ans
Exercice 2012	11 283	33,4	1 633 14,5%	2 275 20,2%	3 079 27,3%	600 5,3%	145 1,3%	23 0,2%	3 528 31,3%
Exercice 2013	11 346	33,9	1 650 14,5%	2 063 18,2%	3 105 27,4%	807 7,1%	197 1,7%	31 0,3%	3 493 30,8%
Exercice 2014	11 397	34,4	1 647 14,5%	1 933 17,0%	3 121 27,4%	947 8,3%	256 2,2%	37 0,3%	3 456 30,3%
Exercice 2015	12 030	35,0	1 753 14,6%	1 917 15,9%	3 066 25,5%	1 347 11,2%	284 2,4%	45 0,4%	3 618 30,1%
Exercice 2016	12 082	35,5	1 710 14,2%	1 804 14,9%	2 997 24,8%	1 632 13,5%	307 2,5%	47 0,4%	3 585 29,7%
Exercice 2017	12 109	26,3	1 639 13,5%	1 889 15,6%	3 624 29,9%	3 069 25,3%	1 519 12,5%	252 2,1%	117 1,0%

Source : Données du contrôle (Naldeo)

3.3.4 Ouvrages situés en zones inondables et zones de submersion

La loi du 2 février 1995 a créé les plans de prévention des risques naturels prévisibles (PPR) qui constituent l'un des instruments essentiels de l'action de l'Etat en matière des risques naturels.

Le concessionnaire a indiqué qu'une étude des postes inondables et des postes coupés suite à inondation et submersion sera menée en concertation avec les Services de l'Etat et l'autorité concédante.

3.4 Les transformateurs HTA/BT

3.4.1 Typologie et puissance des transformateurs

La concession compte 12 113 transformateurs HTA/BT en poste, dont 4 682 transformateurs sont d'ancienne génération en 400 Volts. Les autres transformateurs délivrent une tension de 410 V.

Puissance des transfos HTA/BT en poste - Inventaire technique -	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Dont ancienne génération 400 V.
1 000 kVA	0	1	1	4	3	3	0
630 kVA	159	165	81	235	193	193	35
400 kVA	476	491	246	634	555	562	99
250 kVA	874	907	360	1 172	1 020	1 028	218
160 kVA	1 110	1 155	442	1 427	1 291	1 323	219
100 kVA	3 874	3 990	1 419	4 759	4 375	4 421	1 177
63 kVA	8	7	3	7	7	7	7
50 kVA	4 565	4 569	1 450	5 037	4 614	4 551	2 902
40 kVA	14	14	2	16	14	13	13
25 kVA	18	16	4	20	14	12	12
Total	11 098	11 315	4 008	13 311	12 086	12 113	4 682
%							39%

Source : Données du contrôle (Naldeo)

N.B. : à fin 2019, il n'y a plus de transformateurs cabines sans bac en exploitation pollué au PCB et tous les transformateurs ont un taux de PCB inférieur à 500 ppm. Le concessionnaire doit encore traiter 272 transformateurs en exploitation et ayant des teneurs en PCB comprises entre 50 et 500 ppm.

3.4.2 Age des transformateurs

L'âge moyen des transformateurs HTA/BT en poste est de 23,3 ans.

Age des transformateurs HTA/BT en poste (hors transformateurs non datés) - Inventaire technique -	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Evol. (%)
Age moyen	21,3	21,6	21,6	22,5	23,0	23,3	1,4%
Nb transfos ≥ 30 ans	3 510	3 769	1 322	4 784	4 659	4 715	1,2%
Nb transfos ≥ 40 ans	428	611	254	1 140	1 298	1 481	14,1%
Nb transfos ≥ 50 ans	7	9	2	17	19	21	10,5%
Nb transfos ≥ 60 ans	1	1	0	0	0	0	0,0%
% total	3,9%	5,4%	6,3%	8,6%	10,7%	12,2%	

Source : Données du contrôle (Naldeo)

Près de 12% des postes ont plus de 40 ans.

3.5 Les lieux de vie

Les maires des communes de la concession ont choisi un lieu de vie, également appelé « site sécurisé » qui est réalimenté en priorité par le concessionnaire en cas d'aléas climatiques, et qui figure dans le Plan communal de sauvegarde.

34 lieux de vie sont identifiés sur la concession, dont 21 sites recensés en zone rurale.

3.6 Les sites isolés

La concession ne comporte pas de site isolé.

3.7 Les branchements individuels et collectifs, les colonnes montantes

En l'absence d'inventaire technique des branchements et colonnes montantes, il n'est pas possible de décrire les quantités et l'état de ces ouvrages sur la concession à la date de rédaction du diagnostic préalable.

Le décret du 21 avril 2016 prévoit la réalisation d'un inventaire détaillé et localisé des ouvrages. L'arrêté du 10 février 2020 détermine le contenu de cet inventaire.

La réalisation de l'inventaire localisé des branchements et colonnes montantes par le concessionnaire est en cours à la date d'élaboration du présent document. Enedis complètera le diagnostic avec les données techniques issues de cet inventaire localisé.

3.8 Les compteurs

Le parc de compteurs C1 à C4 est entièrement en technologie « communicante ». Le parc de compteurs C5 est progressivement remplacé par des compteurs communicants « Linky ». Le déploiement généralisé se terminera fin 2021.

La performance du nouveau système de comptage est contrôlée par la CRE. A la date d'élaboration du présent document, les critères techniques ou financiers sont atteints au niveau national (98,0% télé-relevés journaliers, 99,3% télé-prestations réalisées à J+1), clients (90,1% PDL ouverts aux services).

Si le service de consultation des courbes de charges reste encore peu utilisé, les compteurs Linky permettent aux utilisateurs 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 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 de réaliser des télédiagnostics des pannes utilisateurs depuis le centre d'aide à la décision (CAD), d'aider à analyser des dysfonctionnements en matière de qualité sur le réseau BT comme HTA, ainsi que de fiabiliser la cartographie des réseaux.

Le décret du 21 avril 2016 prévoit la réalisation d'un inventaire détaillé et localisé des ouvrages. L'arrêté du 10 février 2020 détermine le contenu de cet inventaire.

La réalisation de l'inventaire localisé des compteurs par le concessionnaire est en cours à la date d'élaboration du présent document. Enedis complètera le diagnostic avec les données techniques issues de cet inventaire localisé.

4. PREVISIONS D'EVOLUTION DES CONSOMMATIONS, PUISSANCES ET PRODUCTIONS D'ELECTRICITE

4.1 Schémas de planification énergétique

4.1.1 SRADDET - Schéma régional d'aménagement et de développement durable et d'égalité des territoires

La Région s'est vue confier, par la loi NOTRE (Nouvelle organisation territoriale de la République) du 7 août 2015, le soin d'élaborer un nouvel outil d'aménagement du territoire : le SRADDET.

Celui-ci fixe les objectifs et les règles générales dans l'ensemble des domaines suivants : équilibre et égalité des territoires, gestion économe de l'espace, désenclavement des territoires ruraux, infrastructures de transport et intermodalité, habitat, maîtrise et valorisation de l'énergie, lutte contre le changement climatique, pollution de l'air, protection et restauration de la biodiversité, prévention et gestion des déchets.

Le SRADDET permet de :

- Construire le projet de territoire normand, grâce à une réflexion partagée à l'échelle de la Normandie réunifiée ;
- Simplifier et rationaliser l'action publique, par l'intégration au sein d'un document unique de plusieurs schémas sectoriels existants : Schéma régional des infrastructures de transport (SRIT), Schéma régional de l'intermodalité (SRI), Schéma régional de cohérence écologique (SRCE), Schéma régional Climat-Air-Energie (SRCAE) et Plan régional de prévention et de gestion des déchets (PRPGD) ;
- Renforcer le lien entre planifications régionales et locales, puisque ce schéma d'aménagement sera opposable aux documents d'urbanisme et à certains documents sectoriels locaux.

Le SRADDET a été adopté en décembre 2019 par les élus de la Région Normandie, après l'organisation des consultations et de l'enquête publique qui se sont tenues entre janvier et juin 2019.

Le SRADDET sera applicable après son approbation par le Préfet de Région, devant intervenir au cours du 1er semestre 2020. Son approbation donnera lieu à une actualisation des données relatives aux orientations de développement.

Le tableau ci-après reprend l'ensemble des objectifs à atteindre en 2021, 2026 et 2030 en termes de production d'EnR :

	2015	2020	2021	2026	2030
TRANSCRIPTION DES OBJECTIFS NATIONAUX GLOBAUX					
% d'ENR dans consommation finale (objectif PPE)		23%			32%
Projection de la consommation finale (en GWh - base 2012)		93 345	92 207	86 515	81 962
Projection de la production d'ENR nécessaire à l'atteinte de l'objectif (GWh)		21 469	22 037	24 570	26 228
DETAILS DES OBJECTIFS PAR TYPE D'ENERGIE RENOUVELABLE (en GWh)					
Bois énergie particuliers	3 936		3962	3983	4 000
Bois énergie agriculture	0		3019	4397	5 500
Bois énergie cogénération	889				
Bois énergie industrie	376				
Bois énergie collectif réseau de chaleur	525				
Bois énergie collectif	88				
Solaire Thermique	24		55	80	100,00
Biogaz chaleur	163		293	401	487,0
Chaleur fatale+ déchets	763		858	937	1 000,0
Pompes à chaleur géothermiques	12		17	21	24
Biogaz injection	0				1 700,0
Eolien	1 260		2156	2903	3 500,00
Méthanisation	139		307	448	560,00
Hydraulique	120		122	124	126,00
Photovoltaïque	121		313	472	600,00
Cogénération Bois	306		464	595	700
Cogénération Chaleur fatale+ déchets	262		317	363	400
Eolien marin	0		1560	5 000	8 300
Hydrolien	0		0	1027	1400
	8 984		13 441	20 750	28 397

Les objectifs nationaux concernant la part énergies renouvelables en 2020 et 2030 sont rappelés sur la 1^{ère} ligne du tableau.

Les objectifs nationaux sont retranscrits en objectifs régionaux de production d'EnR sur la base d'une projection de la consommation d'énergie finale normande (réduction de 20% en 2030 par rapport à 2012).

On constate que le cumul des objectifs proposés pour chacun des types d'énergie permettrait d'atteindre 34,6% d'EnR dans la consommation prévue, soit 2,6% au-delà de l'objectif national.

4.1.2 S3REnR - Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables

Le S3REnR détermine les conditions d'accueil des énergies renouvelables à l'horizon 2020 par le réseau électrique, selon les objectifs définis par le Schéma Régional Climat Air Énergie.

Le S3REnR de la région Basse Normandie a été approuvé le 15 avril 2015 par le préfet de région et publié au recueil des actes administratifs de la région le 20 avril 2015.

Cette date a fait office de point de départ pour la réalisation du Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S3RenR) de la région Basse-Normandie.

Chaque année, un état technique et financier de la mise en œuvre du S3REnR est présenté par RTE et Enedis.

A fin 2017, les capacités réservées par poste source situé sur la concession sont les suivantes :

Poste source	Capacité réservée initiale (MW)	Capacité réservée affectée (MW)	Capacité réservée résiduelle (MW)
ALERIE	35,6	0	35,62
AVRANCHES	1	0	1
BACCHUS	70,2	14	56,2
BOUCEY	1	0	1
CHERBOURG	0,5	0	0,5
COUTANCES	1	0	1
GER	35,6	0	35,6
LE GUISLAIN	6	0	6
LA HAYE DU PUIITS	7	0	7
HUBERVILLE	13,2	0,4	12,8
LAIRON	1	0	1
MESNIL	1	0,2	0,8
MORTAIN	9	1,9	7,1
PERIERS	9,6	0	9,6
TOLMER	35,6	0	35,6
TOURLAVILLE	0,5	0	0,5
VALCANVILLE	0,5	0	0,5
VILLEDIEU	12	2,4	9,6
YQUELON	0,5	0	0,5

S3REnR Basse Normandie – Etat Technique et Financier de la mise en œuvre du schéma à fin 2017

L'état technique et financier de la mise en œuvre de ce schéma, publié le 31 mars 2018 et présenté par RTE et Enedis, fait apparaître :

- La dynamique de développement des ENR en Basse Normandie est lente. Seulement 22 MW sont entrés en fil d'attente en 2017 dans le cadre du S3REnR et 24 MW ont été mis en service.
- La file d'attente S3REnR qui s'élève à 95,5 MW reste loin des ambitions du schéma avec 733 MW réservées ;
- Les travaux réalisés par RTE et Enedis sur le réseau public de transport et le réseau public de distribution.

Le futur S3REnR sera basé sur les hypothèses du Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Egalité des Territoire (SRADDET). RTE récolte les projets potentiels auprès des différents acteurs du territoire afin de définir les travaux nécessaires à l'atteinte des objectifs et les capacités réservées.

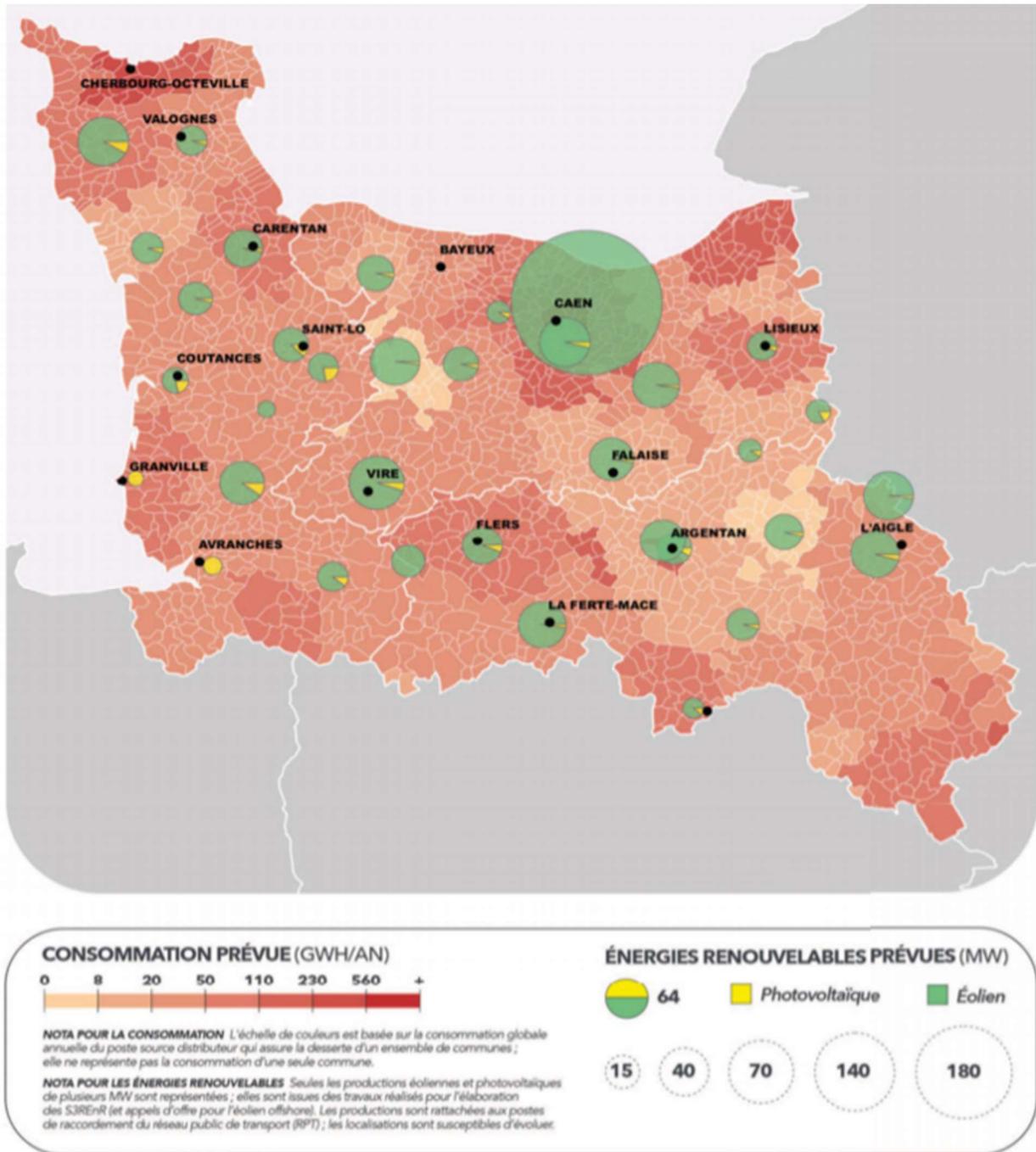
La capacité d'accueil en injection des postes source réservée R, restante sans travaux sur le poste source, est très variable avec un faible nombre de poste ayant une capacité d'accueil supérieure à 10MVA et une majorité des postes avec une capacité inférieure ou égale à 1MVA.

Et la file d'attente inscrite est de 18,5 MW.

Dans le cadre du Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables, la structure des postes source 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 source existants et la création de nouveaux, le cas échéant, pour permettre le raccordement des sites EnR à venir.

L'évolution de la consommation et de la production EnR prévue au S3REnR sur le territoire de la région Normandie :



Les projets prévus au S3REnR sur le territoire de la région Normandie :

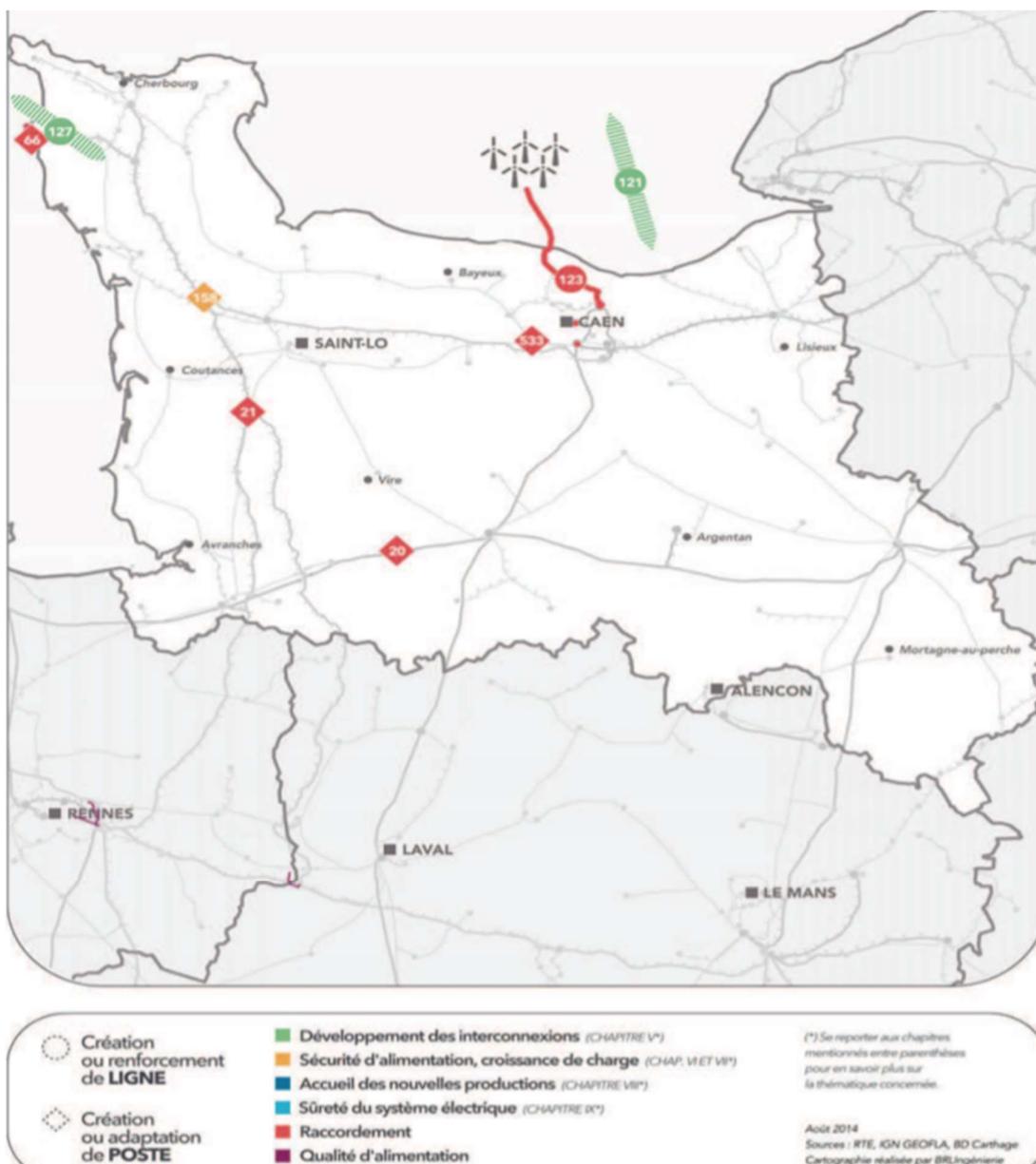


TABLEAU DES PROJETS

Carte	Statut	Projet / Finalité	Consistance sommaire	Bénéfices	Mise en service / Jalons prévus	Évolution
21	⚙️	Raccordement du poste de Le Guislain 90 kV Renforcement de la sécurité d'alimentation des environs de Percy (Manche)	Raccordement d'un nouveau poste source en piquage sur la ligne à 90 kV Agneaux – Villedieu	n/a n/a	⚙️ 2016 A 01/2009 B C D 01/2015	Décalage du projet suite à contraintes liées à l'instruction du projet
66	🎯	Raccordement de l'EPR de Flamanville Évacuation de production	Ripage de la ligne actuelle vers le futur EPR	n/a n/a	⚙️ 2016 A B 07/2007 C D 05/2010	Se déroule comme prévu
20	⚙️	Raccordement du poste de Ger 90 kV Renforcement de la sécurité d'alimentation des environs de Mortain (Manche)	Raccordement d'un nouveau poste source en piquage sur la ligne à 90 kV Fiers – Mortain	n/a n/a	⚙️ 2017 A 09/2009 B C D 01/2016	Décalage du projet en lien avec le planning du client

4.1.3 Plan Normandie Méthanisation

Le Plan Méthanisation Normandie lancé par la Région en partenariat avec l'ADEME a pour but de mobiliser et accompagner les porteurs de projets. Il vise le développement d'installations de production de biogaz pouvant être valorisé soit par injection dans le réseau de gaz naturel soit par cogénération avec injection d'électricité dans le réseau électrique.

Le Plan Normandie Méthanisation vise l'objectif du SRCAE de développement de 300 installations de cogénération et 108 installations d'injection supplémentaires à l'échelle de la Normandie en 2030.

En mars 2020, la région Normandie compte 105 unités en fonctionnement (dont 88 unités de méthanisation et 17 ISDND).

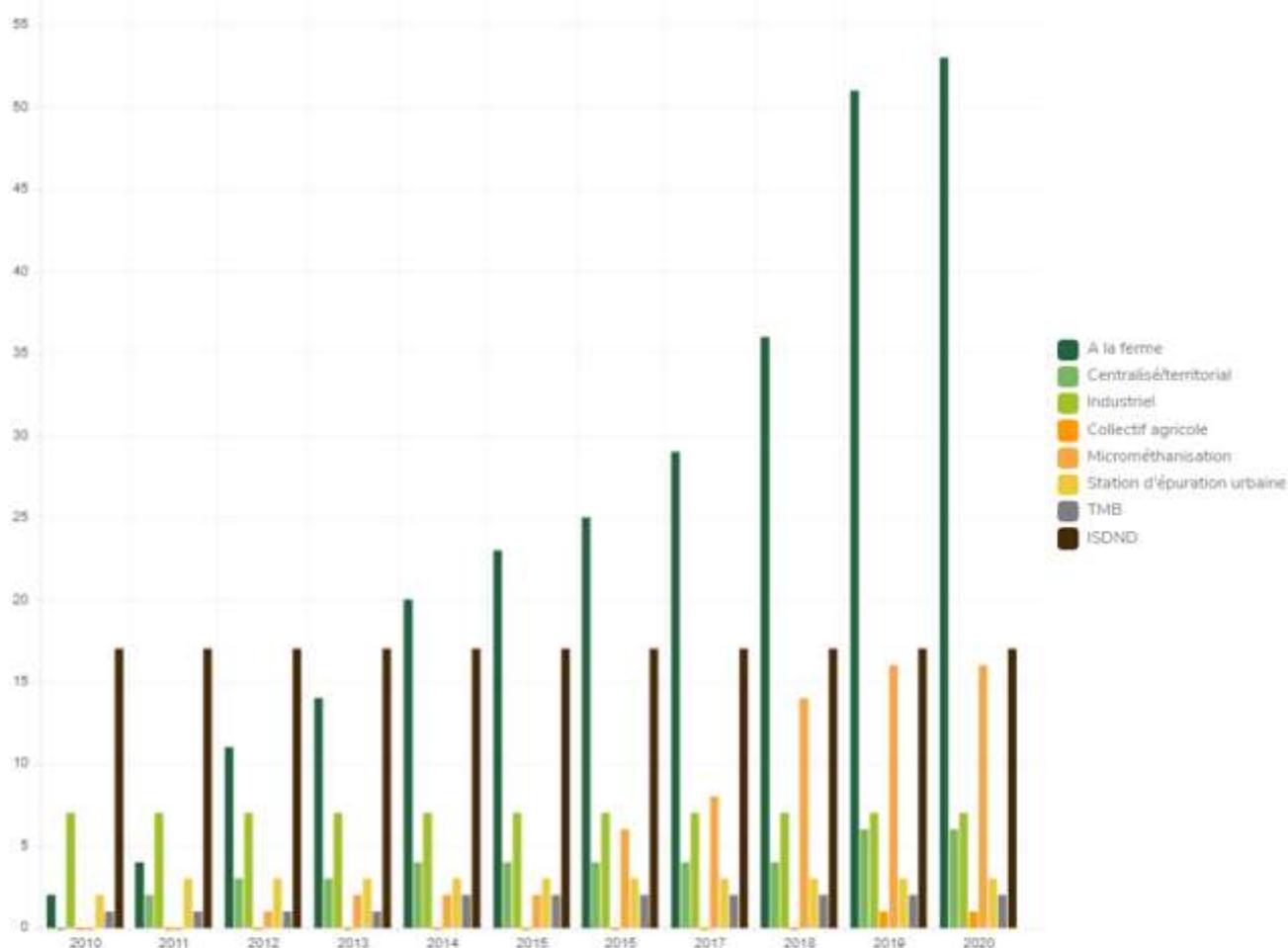
La dynamique de développement constatée ces dernières années est essentiellement portée par le monde agricole, puisque la majorité des unités sont attachées à une exploitation agricole.

En 2020, la dynamique de développement se poursuit avec la construction de 18 sites, dont 7 sont prévus en injection.

Près de 40 dossiers sont également en cours d'instruction, dont 50 % en injection.

La Manche compte actuellement 35 installations de méthanisation avec cogénération.

L'évolution du parc d'unités de méthanisation en Normandie entre 2010 et 2020 :



4.1.4 PCAET - Plans Climat Air Energie Territoriaux

Le PCAET est un outil opérationnel de planification et de coordination des politiques locales liées à la transition énergétique dans le territoire.

Touchant à l'ensemble des domaines structurant un territoire en favorisant son développement et sa résilience, le PCAET est au cœur de l'articulation des différents documents d'aménagement du territoire, en particulier avec le SRADDET et le PLUi.

Il permet de décliner localement la PPE et les SRADDET, en cohérence avec les moyens des territoires.

Les collectivités obligées sur le département de la Manche sont les suivantes :

- Communauté d'Agglomération du Cotentin
- Communauté d'Agglomération Mont-Saint-Michel-Normandie
- Communauté d'Agglomération Saint Lô Agglo
- Communauté de Communes de Granville, Terre et Mer
- Communauté de Communes de la Baie du Cotentin
- Communauté de Communes Coutances Mer et Bocage
- Communauté de Communes Côte Ouest Centre Manche

Plusieurs communautés de communes du Sud Manche ont transféré leur compétence d'élaboration du PCAET à un syndicat mixte de SCOT : le Pôle d'Equilibre Territorial et Rural (PETR).

Le PETR du Sud Manche réalise ainsi le PCAET des EPCI suivantes : la Communauté de Communes de Granville, Terre et Mer ; la Communauté d'Agglomération Mont-Saint-Michel-Normandie ; la Communauté d'Agglomération de Villedieu Intercom (EPCI non obligé).

La carte de l'avancement des PCAET en mars 2019 de la région Normandie (source DREAL) :

Les EPCI

- EPCI non obligés (pop < 20000 hab)
- PCAET non déclaré
- Déclaré
- Déclaré et PAC transmis
- Projet en cours
- Concertation
- Avis préfet
- Publication
- Structure porteuse du projet

Echelons administratifs

- Préfecture de région
- Préfecture
- Sous-préfecture
- Limites des départements

Le champ « état d'avancement de l'élaboration des PCAET » peut contenir les valeurs suivantes :

- « PCAET non déclaré » : pas de déclaration réglementaire transmise à l'administration par la collectivité

- « Déclaré » : courrier réglementaire déclarant le début des travaux transmis par l'obligé à l'administration. Dans les 2 mois suivants la réception de ce courrier, l'Etat transmet le Porter à Connaissance (déclaré et PAC transmis)

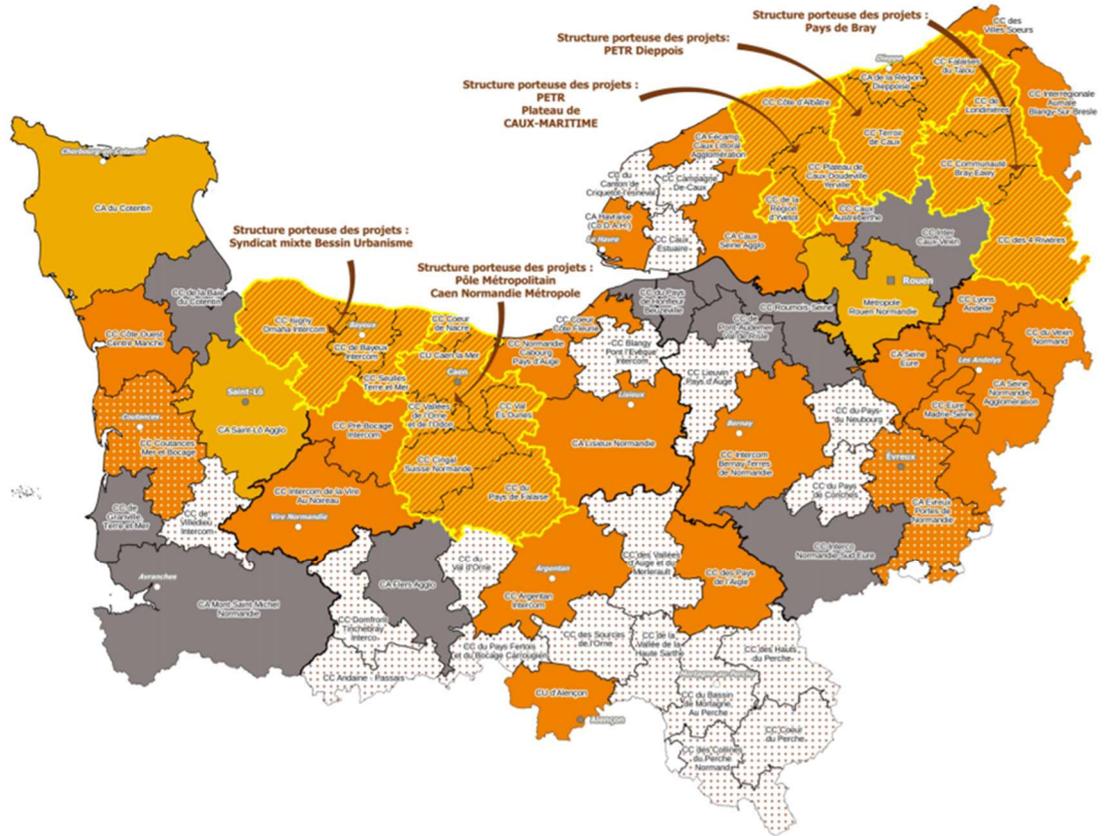
- « Projet en cours » : transmission par l'obligé à l'administration d'au moins un document en cours d'élaboration (diagnostic ...) ou connaissance par l'administration d'engagement réel des travaux d'élaboration du plan par l'obligé (organisation de réunions de travail ...)

- « Concertation » : publication de la concertation

- « Avis préfet » : avis préfet rendu et transmis

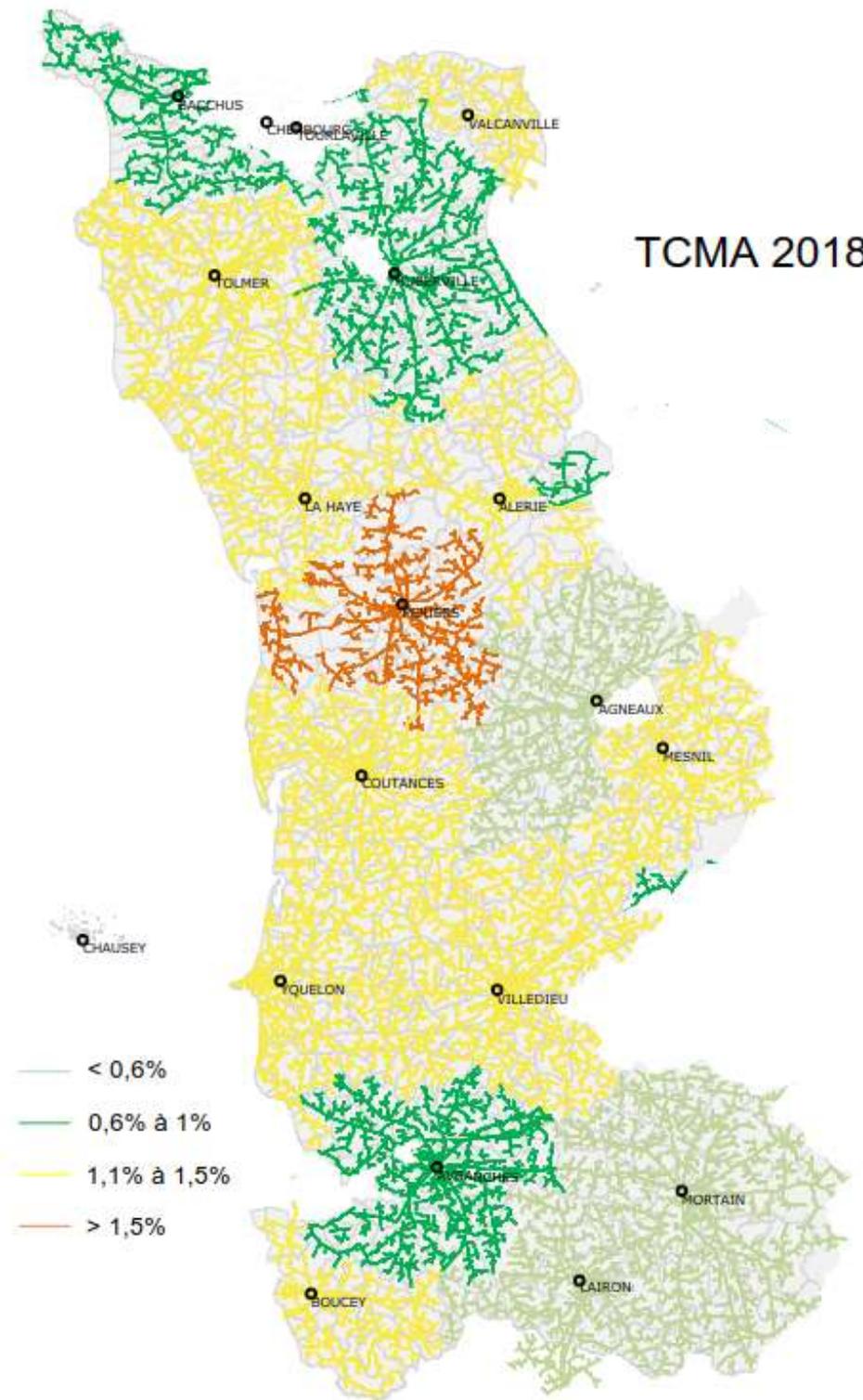
- « Publication » : validation et publication de la version finale par l'obligé.

Sources :
IGN Adressexpress
DREAL Normandie
Production:
Le 26/02/2019 - DREAL-NORMANDIE



4.2 Dynamique de consommation

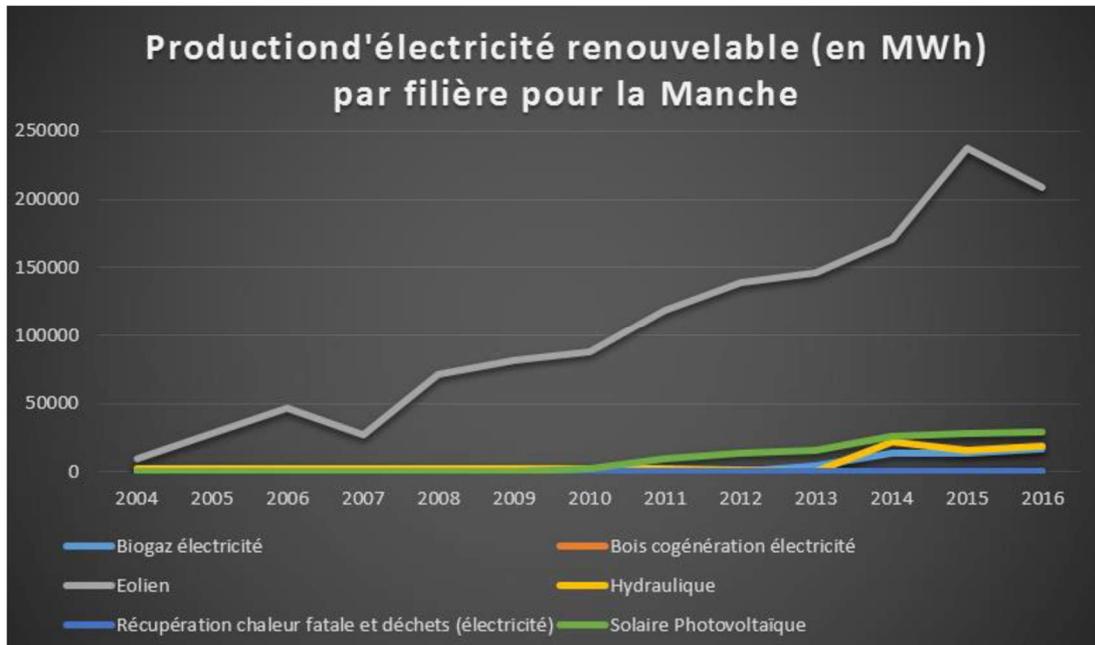
Les taux de croissance moyens annuels des charges BT (TCMA) sont déterminés à partir de l'évolution des puissances de référence des postes source sur les 6 dernières années.



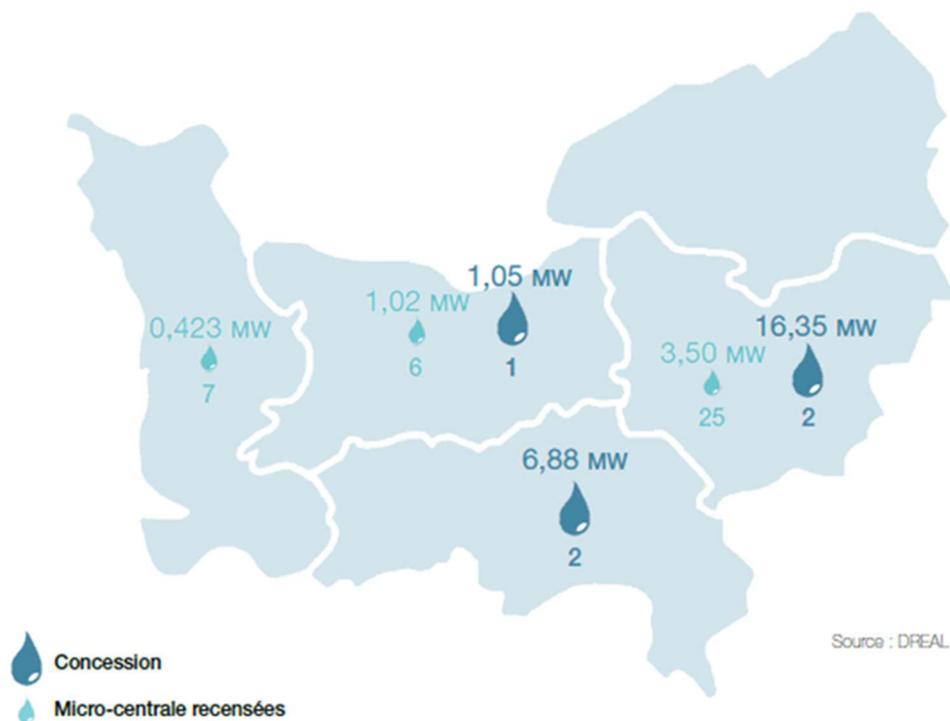
Source : Enedis

4.3 Filières de production existantes

4.3.1 Production totale d'électricité renouvelable de la Manche :



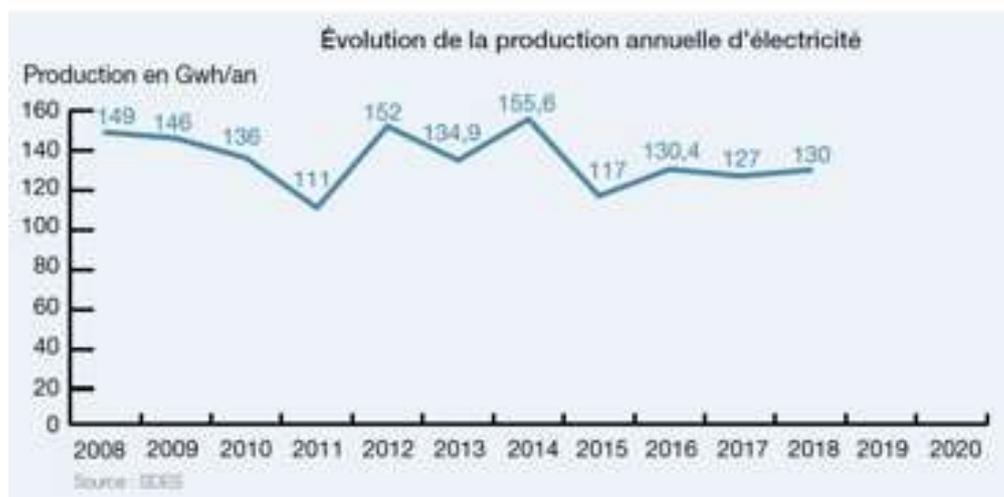
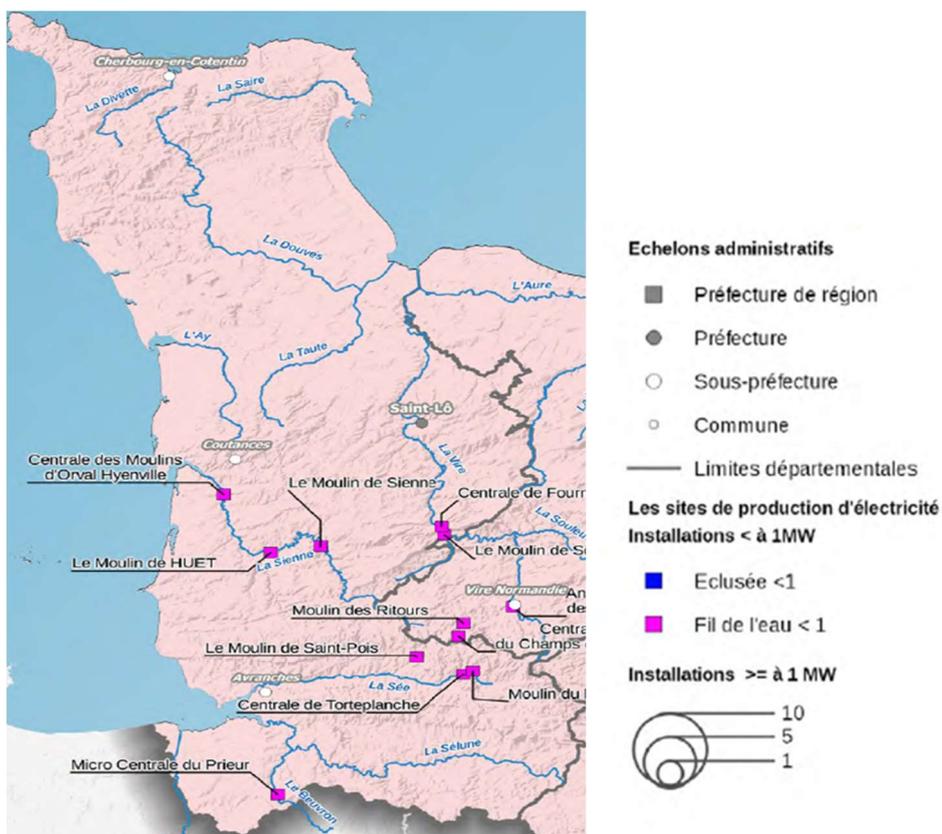
4.3.2 Production d'électricité renouvelable hydraulique :



A fin 2018, la puissance totale de l'ensemble des installations est évaluée à 43 MW en Normandie, comprenant 4 installations majeures et environ 80 micro-centrales, pour une production de 130 GWh en 2018, ce qui représente un taux de couverture de 0,5% de la consommation électrique à l'échelle de la région.

Du fait de l'arrêt définitif de la production d'électricité de la centrale hydroélectrique de Vezins et du barrage de compensation de la Roche-qui-Boit, on note une baisse de la puissance hydroélectrique déployée en 2018.

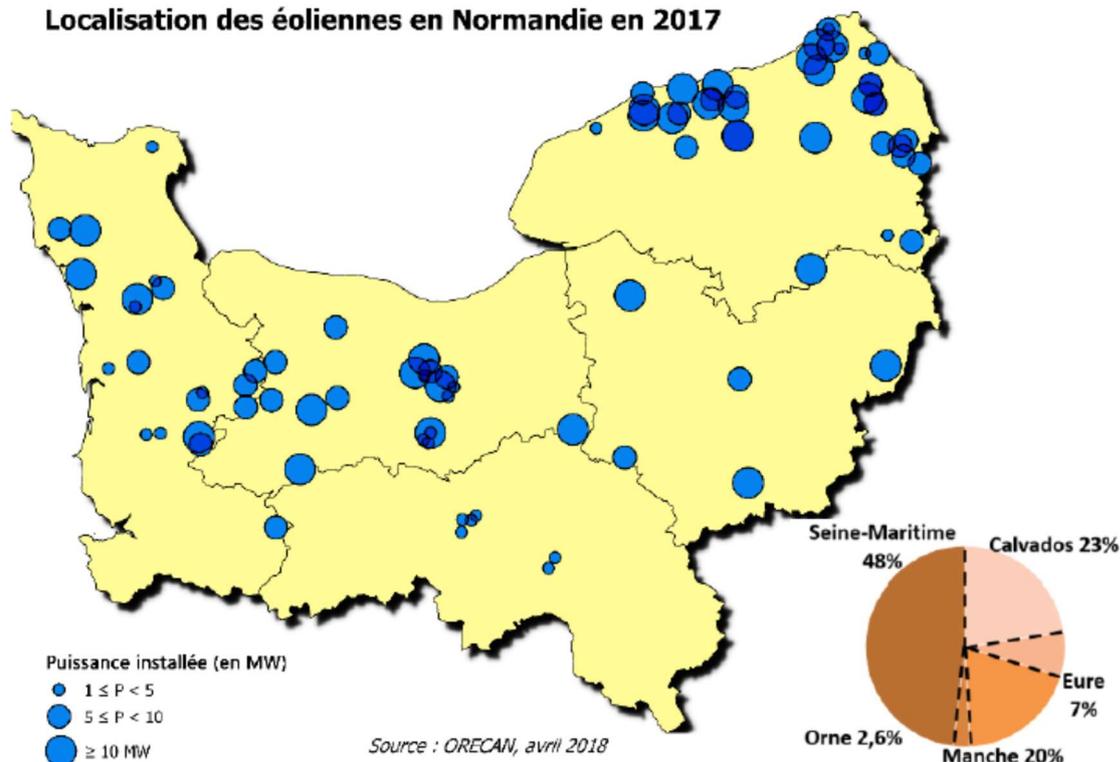
Focus sur les sites de production hydroélectrique de la Manche :



L'hydromorphologie de la Normandie n'est pas favorable à l'implantation de nouvelles concessions. Aucun projet n'est à l'étude. Les appels d'offres nationaux pour des micro-centrales au fil de l'eau n'ont pas permis de faire émerger de nouveaux projets en Normandie.

4.3.3 Production d'électricité renouvelable éolienne :

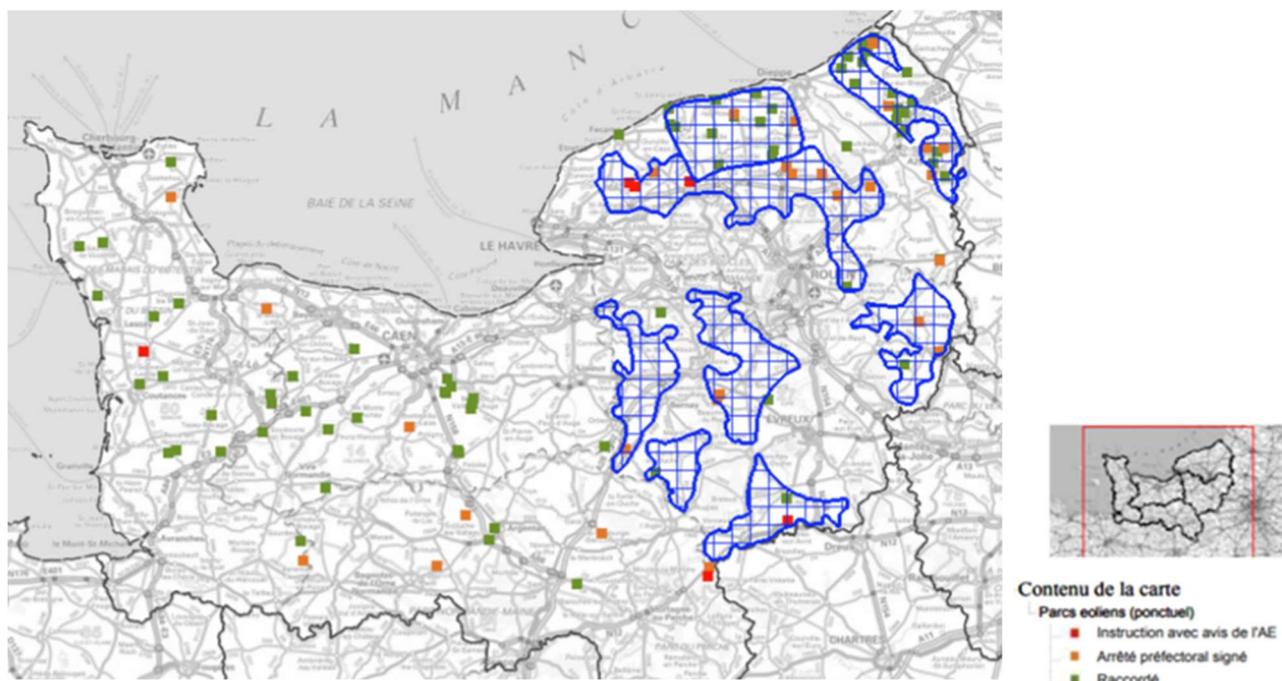
Localisation des éoliennes en Normandie en 2017



A fin 2018, on recense 81 parcs représentant 387 éoliennes en Normandie, pour une puissance installée de 827 MW (puissance raccordée en hausse de 14% en 2018), pour une production annuelle de 1 473 GWh, ce qui représente un taux de couverture de 5,3% de la consommation électrique à l'échelle de la région.

La Manche compte environ 20% de la puissance installée soit 134 MW en 2017.

Les zones terrestres favorables à l'éolien en Normandie sont les suivantes (source DREAL) :



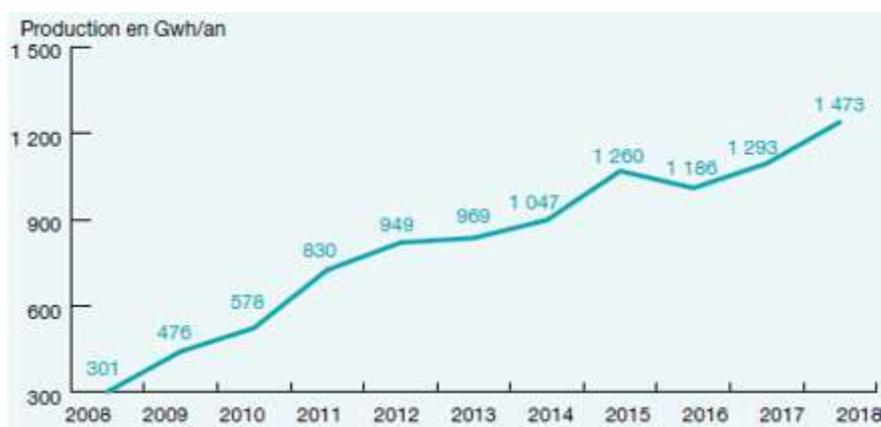
Ces zones laissent peu de marge de développement pour cette filière dans la Manche.

Focus sur l'évolution de la puissance éolienne raccordée depuis 2004 à la maille régionale (unité : MW ; source : SDES – DREAL) :

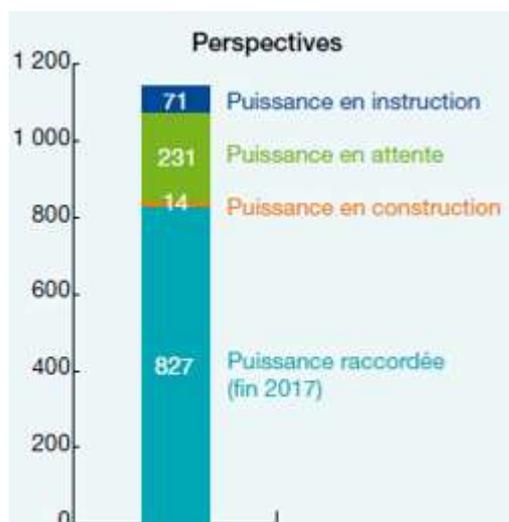


Avec 100 MW raccordés en 2018, la Normandie reste dans une bonne dynamique avec une évolution de 14% par rapport à 2017, même si les résultats sont en deçà de la fourchette basse des objectifs fixés dans les schémas régionaux éoliens normands.

Focus sur l'évolution de la production annuelle d'électricité depuis 2008 à la maille régionale (unité : GWh/an ; source : SDES) :

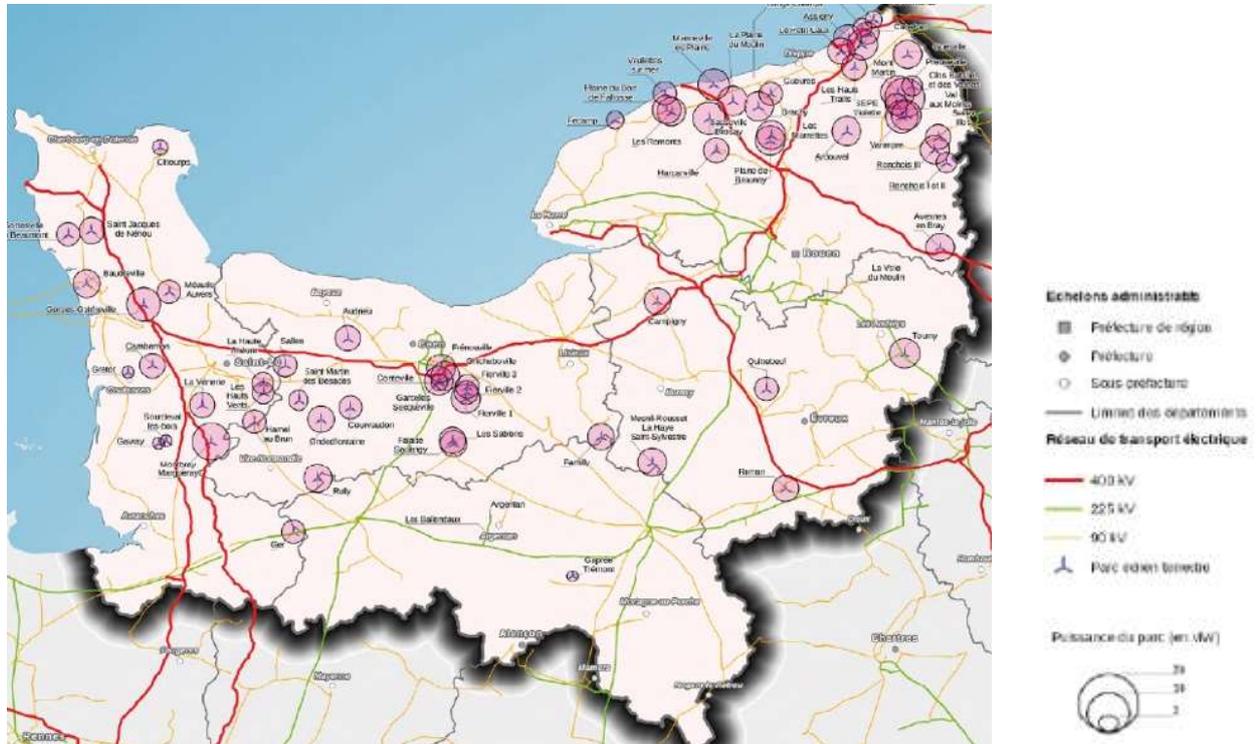


Focus sur les perspectives de raccordement à la maille régionale (unité : MW ; source : DREAL) :

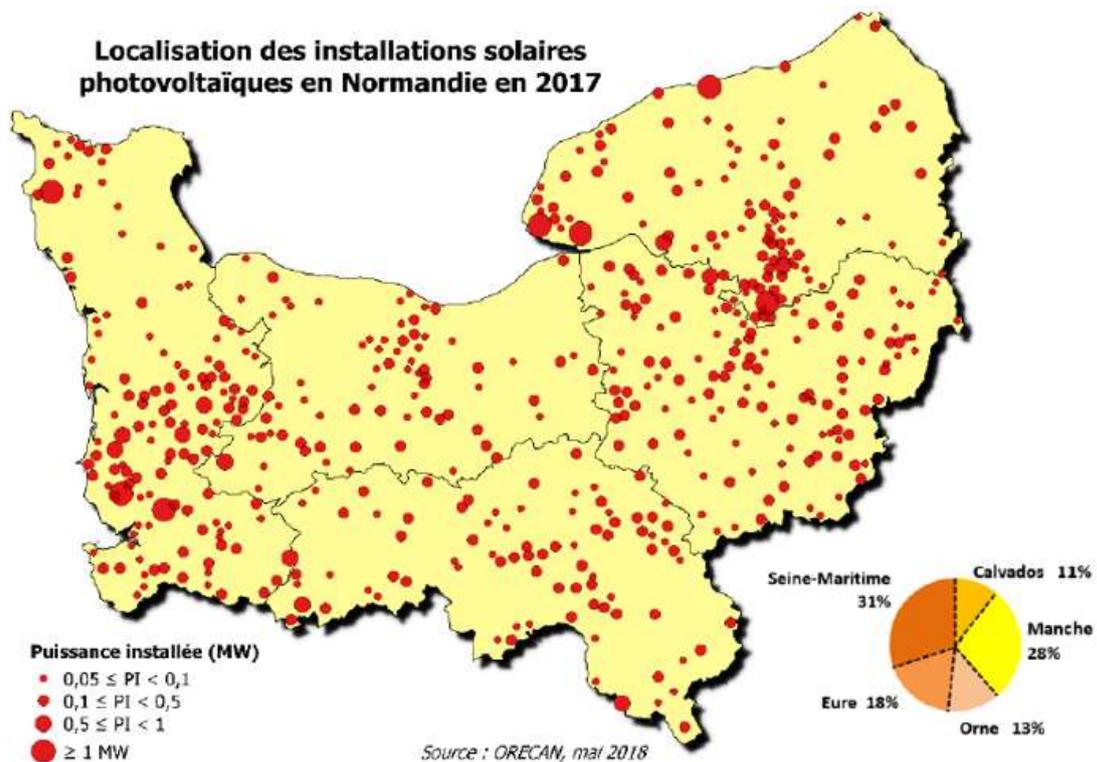


A la maille de la Normandie, les parcs éoliens en construction et les parcs autorisés représentent 245 MW, et laissent entrevoir une forte progression. Les projets en instruction représentent, quant à eux, 71 MW. Malgré ces bonnes perspectives pour les années à venir, les prévisions pour 2020 se stabilisent à 1 143 MW.

Focus sur les sites éoliens terrestres raccordés au réseau à fin 2018 (source DREAL) :



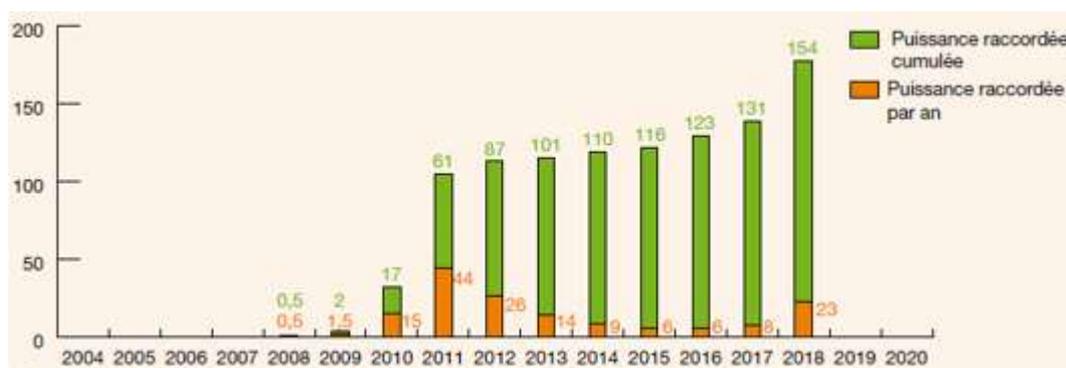
4.3.4 Production d'électricité renouvelable photovoltaïque :



A fin 2018, les 14 970 sites solaires photovoltaïques raccordés au réseau représentent une puissance installée de 154 MWc (puissance raccordée en hausse de 18% en 2018), pour une production électrique annuelle de 150 GWh.

Les installations photovoltaïques sont essentiellement localisées dans la Manche, représentant respectivement 31 %.

Focus sur l'évolution de la puissance photovoltaïque raccordée depuis 2004 à la maille régionale (unité : MW ; source : SDES) :



Malgré des conditions d'ensoleillement moins favorables que dans d'autres régions plus au sud, le développement du photovoltaïque progresse régulièrement. Avec 23 MW raccordés en 2018, l'augmentation représente 17,5% par rapport à 2017.

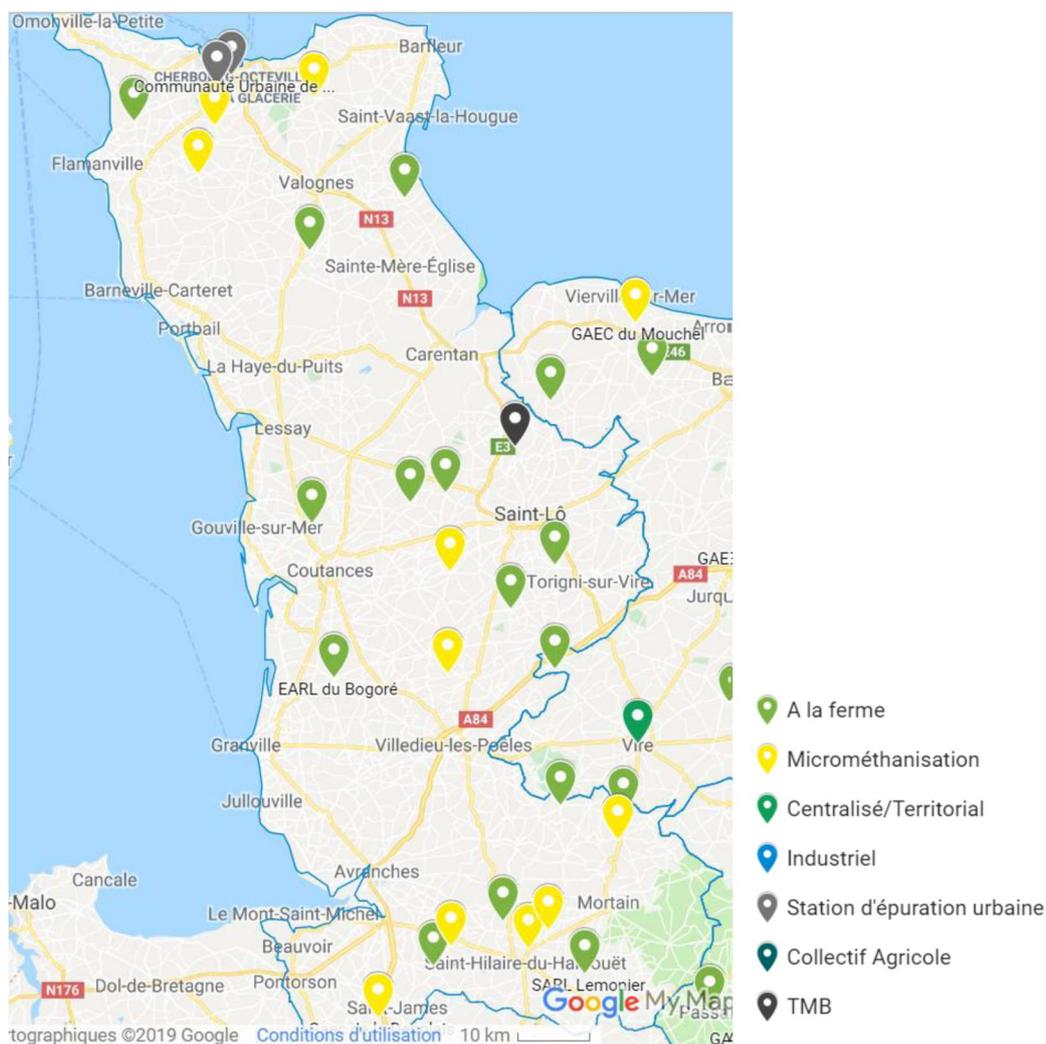
Suite aux derniers appels d'offres nationaux, la ferme solaire du Plateau à Colombelles dans le Calvados et la ferme solaire de Surdon au Château d'Almenêches dans l'Orne ont été mises en service en 2018 (16 MWc).

Focus sur l'évolution de la production annuelle d'électricité depuis 2008 à la maille régionale (unité : GWh/an ; source : SDES) :



La mise en service de la ferme solaire de Terre Neuve 1 à Saint-Etienne-sous-Bailleul dans l'Eure a eu lieu 2019, et celle de Terre Neuve 2 est prévue en 2020, soit un total de 28 MWc.

4.3.5 Production d'électricité renouvelable méthanisation :



A fin 2020, à la maille de la Manche, il est prévu :

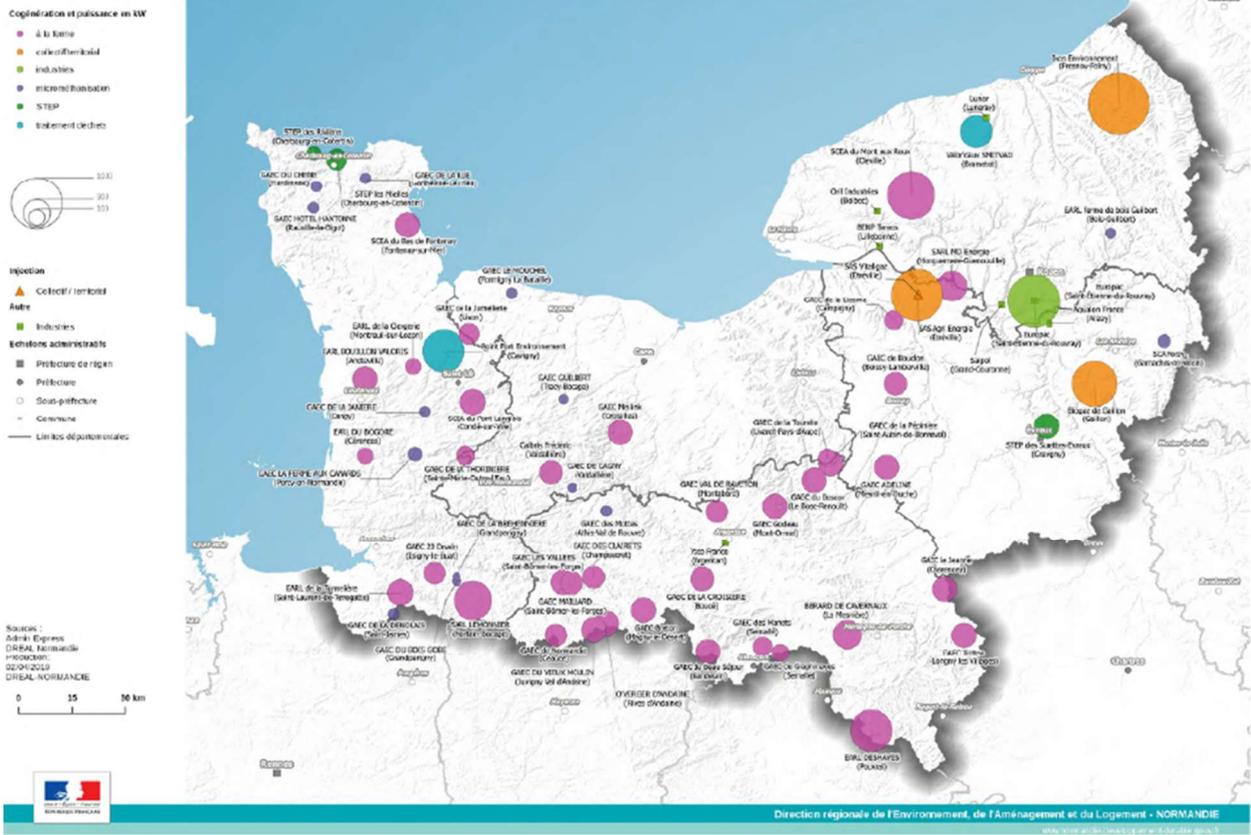
- 15 projets de type à la ferme en fonctionnement ou construction pour une puissance de 4,01 MWe
- 18 projets type à la ferme en réflexions, instructions ou études de faisabilité pour une puissance de 3,05 MWe
- 17 projets de type Microméthanisation en fonctionnement ou réflexion pour une puissance de 696 kWe
- 2 projets de type station urbaine pour une puissance de 380 kWe
- 1 projet de type TMB pour une puissance de 716KWe

Soit une puissance totale électrique de 8,86 MW de production renouvelable Méthanisation.

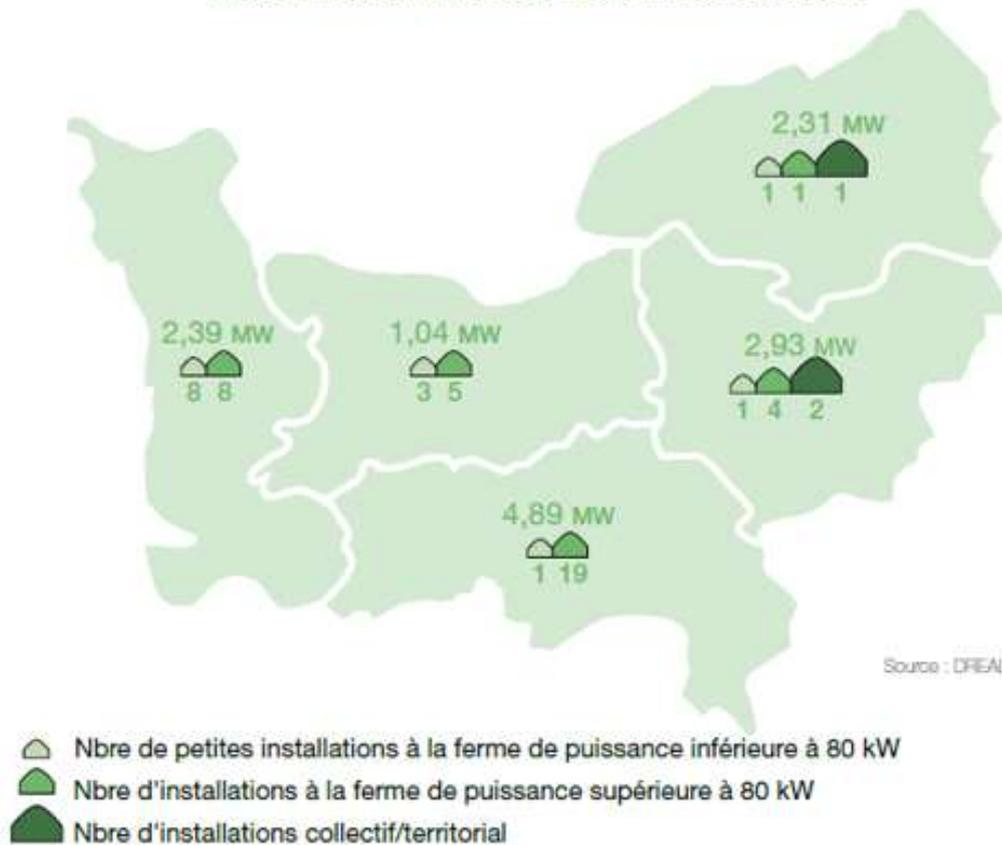
A la maille de la Normandie, les sites de méthanisation produisent 117 MW d'électricité et de chaleur à fin 2018 (puissance raccordée en hausse de 3,6% en 2018), pour une production annuelle de 350 GWh, ce qui représente un taux de couverture de 1,3% de la consommation électrique à l'échelle de la région.

Focus sur les sites de méthanisation à fin 2018 :

ENERGIE - Sites de méthanisation au 31 décembre 2018 (production d'électricité)

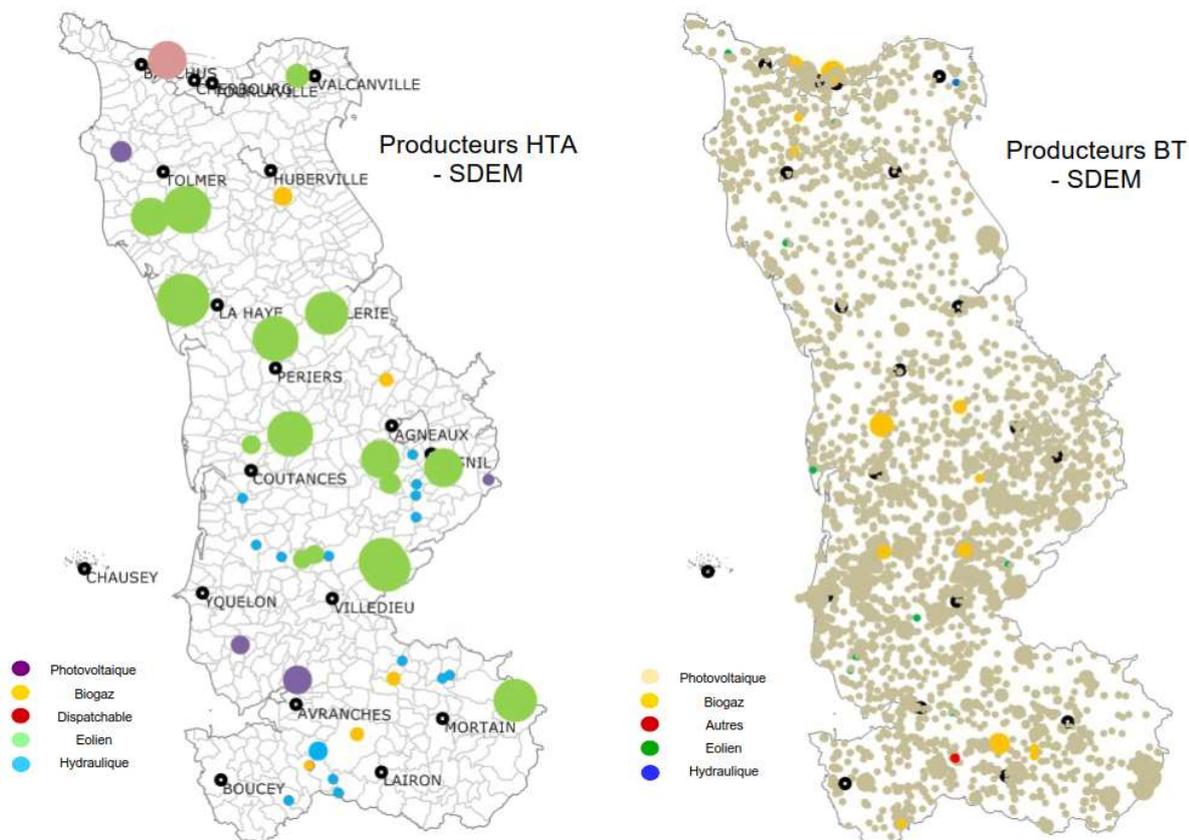


Méthaniseurs à la ferme et méthaniseurs collectifs



Focus sur les cartes de répartition de la production HTA et BT à fin 2017 sur le département toutes filières d'énergies

renouvelables confondues :



4.4 Tendances prospectives de la consommation et de la production

Les tendances prospectives de consommations et de production d'électricité sont établies à partir de l'outil PROSPER, utilisé par les syndicats d'énergie Normands et alimenté par les données de l'Observatoire Régional Energie Climat Air Normand (ORECAN), puis complété par une modélisation des données.

Les 2 scénarios d'évolution des consommations d'énergie établis à l'échelle de la Manche sont :

- Scénario tendanciel : les consommations d'énergie et la production d'énergies renouvelables sont étroitement liées à l'évolution des usages, des technologies, des réglementations et au contexte économique. Ainsi, compte-tenu des perspectives connues dans ces domaines, il est possible d'estimer une tendance d'évolution de ces indicateurs.
- Scénario dit « loi TECV » : le SRCAE a fixé des objectifs à l'échelle régionale (ex-Basse Normandie), mais pas à l'échelle de la Manche, ni des EPCI. Les objectifs régionaux 2030 sont fixés par secteur et par énergie.

Pour 2050, seul un objectif global de réduction des consommations d'énergie a été fixé. Le scénario dit « loi TECV » est un exemple de scénario répondant aux objectifs du SRCAE.

Il a été construit à partir d'hypothèses définies sur la base des objectifs chiffrés, des orientations et/ou des leviers d'actions possibles du scénario-cible régional du SRCAE.

Quand les PCAET seront élaborés, un 3^{ème} scénario pourra être élaboré afin de prendre en compte les objectifs stratégiques et plans d'actions des territoires.

4.4.1 Hypothèses de calcul du scénario tendanciel

Evolution démographique :

L'année de référence utilisée est 2013. Les prévisions d'évolution de la population du département proviennent du Scénario Central de l'INSEE (OMPHALE). La projection départementale de l'INSEE est ensuite répartie selon les dynamiques communales actuelles (en particulier l'évolution historique de la population des communes sur la période 2008-2013).

Année	2010	2015	2018	2020	2030	2050
Population de la Manche	498 663	503 475	505 488	507 496	514 538	523 945

Evolution des usages :

- Résidentiel :
 - Rythme de construction fonction de l'évolution démographique et du taux de destruction
 - Rythme annuel de rénovation thermique légère des logements : 2 % du parc jusqu'en 2020 puis 1,6% jusqu'en 2050.
 - Evolution de la taille moyenne des logements neufs
 - Evolution des parts de marché des différentes énergies
 - Evolution de la performance des équipements et de l'enveloppe des nouveaux logements.
- Tertiaire :
 - Augmentation de la surface tertiaire fonction de l'évolution démographique
 - Evolution des consommations unitaires des surfaces neuves, par type d'activité, type d'énergie
 - Evolution du taux de climatisation
 - Evolution du nombre de luminaires d'éclairage public proportionnelle à l'évolution démographique du territoire
- Mobilité :
 - Evolution du nombre de déplacements selon l'évolution démographique
 - Evolution de la performance des moteurs en application des normes européennes
 - Evolution des parts modales
 - Evolution de la part des agrocarburants dans le diesel et l'essence
- Fret : Evolution de la performance des moteurs
- Industrie : Evolution des consommations unitaires (à partir du scénario national AME 2016-2017 réalisé par la Direction générale de l'Energie et du Climat du Ministère).
- Agriculture : Aucune évolution prise en compte.

Production d'énergies renouvelables :

On considère arbitrairement qu'aucune nouvelle production d'énergie ne sera installée tendanciellement sur le territoire et qu'une intervention des acteurs locaux est nécessaire pour développer la production. On considère cependant 2 exceptions pour tenir compte de la réglementation thermique et du rythme de construction :

- Le solaire thermique : on suppose que l'évolution des réglementations thermiques avec l'avènement des bâtiments à énergie positive (BEPOS) va permettre de dynamiser cette filière
- Le bois-énergie : l'évolution de la performance moyenne des bâtiments, liée à leur renouvellement et à la rénovation thermique tendancielle, conduit à une réduction des consommations de bois énergie (+efficacité tendancielle dans l'industrie).

4.4.2 Hypothèses de calcul du scénario dit « loi TECV »

- Augmenter la part des énergies renouvelables en 2030 à 32 % de la consommation finale d'énergie et à 40 % de la production d'électricité,

Afin de trouver un objectif cohérent et les impacts qui seront générés sur le réseau, l'objectif « loi TECV » qui va être retranscrit dans la nouvelle PPE semble la logique la plus cohérente à développer puisque sûrement le plus volontariste.

4.4.3 Résultat de la prospective sur la consommation d'électricité :

Scénario tendanciel

Les consommations d'électricité devraient diminuer de 59 GWh, soit 2% entre 2018 et 2030 à l'échelle du département. Cette baisse concernerait essentiellement l'industrie et le fret.

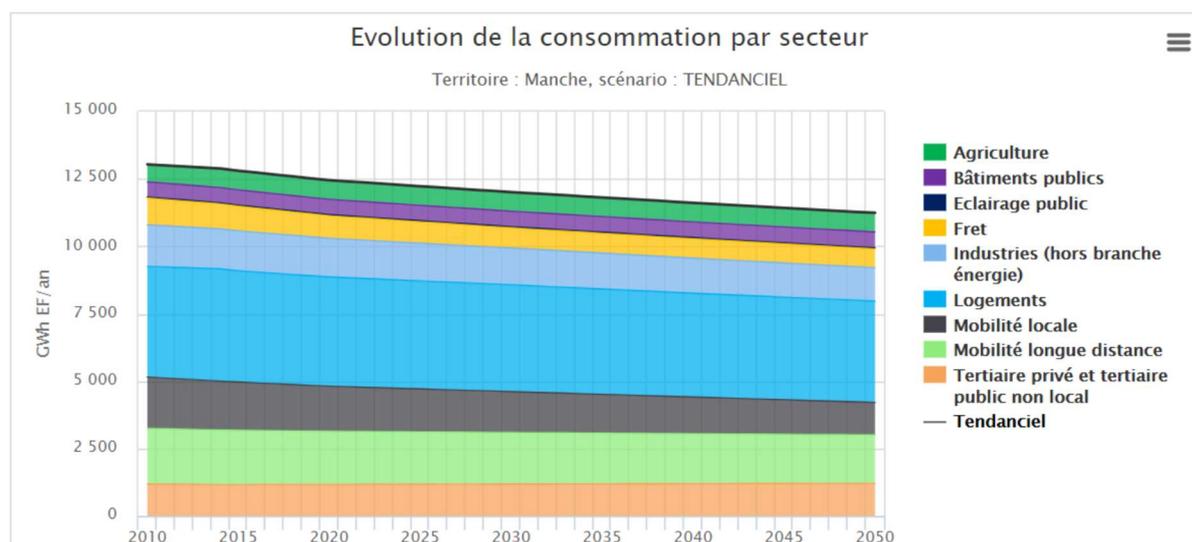
A l'inverse, le tertiaire public et privé ainsi que la mobilité seraient en augmentation. Pour le tertiaire, cette augmentation est liée notamment à l'accroissement de la population et à l'évolution des usages (informatique, climatisation...).

Pour la mobilité, l'augmentation concerne principalement la mobilité exceptionnelle (train) avec l'évolution des pratiques de déplacements.

A noter qu'aucune hypothèse n'est formulée concernant la pénétration du véhicule électrique.

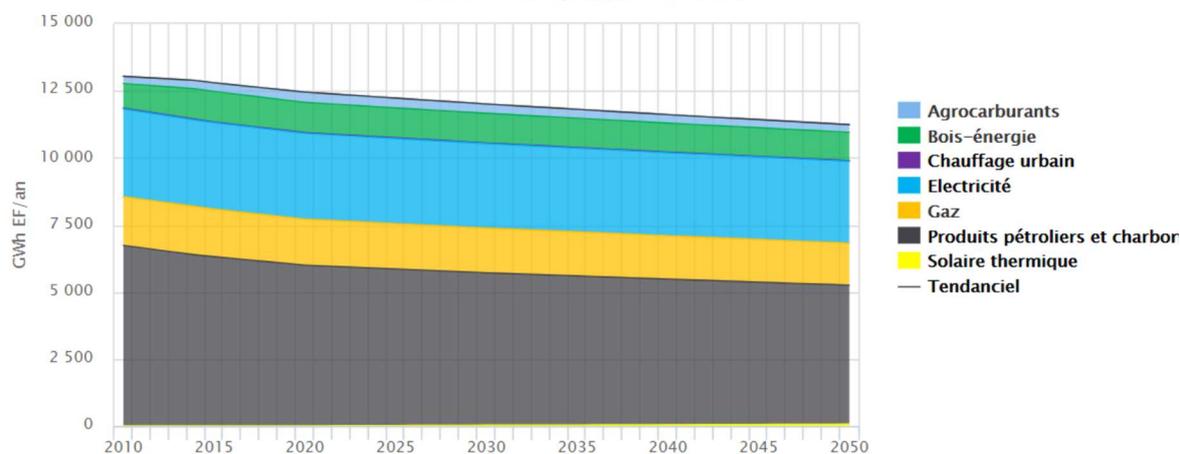
Les tableaux et graphiques ci-dessous présentent les résultats de la simulation pour le territoire du département de la Manche avec le scénario tendanciel.

Secteurs d'activités	Consommation d'électricité en GWh					Evolution 2018-2030		Evolution 2030-2050	
	2010	2018	2030	2040	2050	en GWh	En %	en GWh	En %
Agriculture	81,3	180,3	180,3	180,3	180,3	0,00	0%	0,00	0%
Bâtiments publics	263,9	251,9	258,1	262,9	267,5	6,12	2%	9,44	4%
Eclairage public	40,9	41,7	42,9	43,9	44,7	1,17	3%	1,84	4%
Fret	5,4	4,9	4,4	4,3	4,2	-0,49	-11%	-0,21	-5%
Industries (hors branche énergie)	520,0	511,9	477,2	452,3	428,9	-34,73	-7%	-48,31	-11%
Logements	1617,3	1500,4	1451,4	1404,9	1362,8	-48,99	-3%	-88,63	-7%
Mobilité locale	3,6	4,0	4,2	4,4	4,6	0,27	6%	0,37	8%
Mobilité longue distance	57,9	60,8	65,2	68,8	72,5	4,40	7%	7,34	10%
Tertiaire privé et tertiaire public non local	687,1	653,7	667,1	677,8	688,0	13,33		20,97	3%
Total général	3277,415	3209,719	3150,801	3099,689	3053,602	-58,92	-1,84%	-97,20	-3%



Evolution de la consommation par énergie

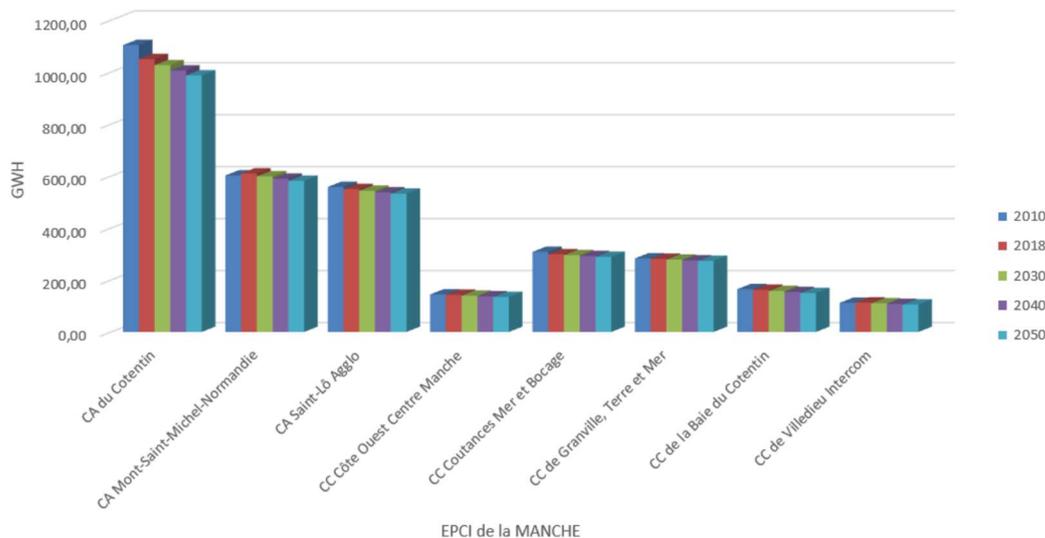
Territoire : Manche, scénario : TENDANCIEL



Objectifs par secteur

en GWh EF/an

Evolution des consommations des EPCI suivant scénario tendanciel



Secteurs d'activités	Consommation d'électricité en GWh				
	2010	2018	2030	2040	2050
CA du Cotentin	1104,17	1050,13	1026,66	1006,23	986,88
CA Mont-Saint-Michel-Normandie	602,48	609,97	599,07	590,00	581,76
CA Saint-Lô Agglo	558,14	549,98	543,35	537,38	532,44
CC Côte Ouest Centre Manche	144,38	143,29	139,83	137,18	134,75
CC Coutances Mer et Bocage	308,10	299,39	295,62	291,97	288,90
CC de Granville, Terre et Mer	283,22	281,47	278,40	275,54	273,45
CC de la Baie du Cotentin	164,86	162,21	157,58	153,54	149,77
CC de Villedieu Intercom	112,07	113,28	110,28	107,86	105,66
Total général	3277,41475	3209,719075	3150,801363	3099,688994	3053,602342

Scénario dit « loi TECV »

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) publiée le 18 août 2015 vise à permettre à la France de contribuer plus efficacement à la lutte contre le dérèglement climatique et à la préservation de l'environnement, ainsi que de renforcer son indépendance énergétique tout en offrant à ses entreprises et ses citoyens l'accès à l'énergie à un coût compétitif.

La loi a fixé des objectifs à moyen et long termes :

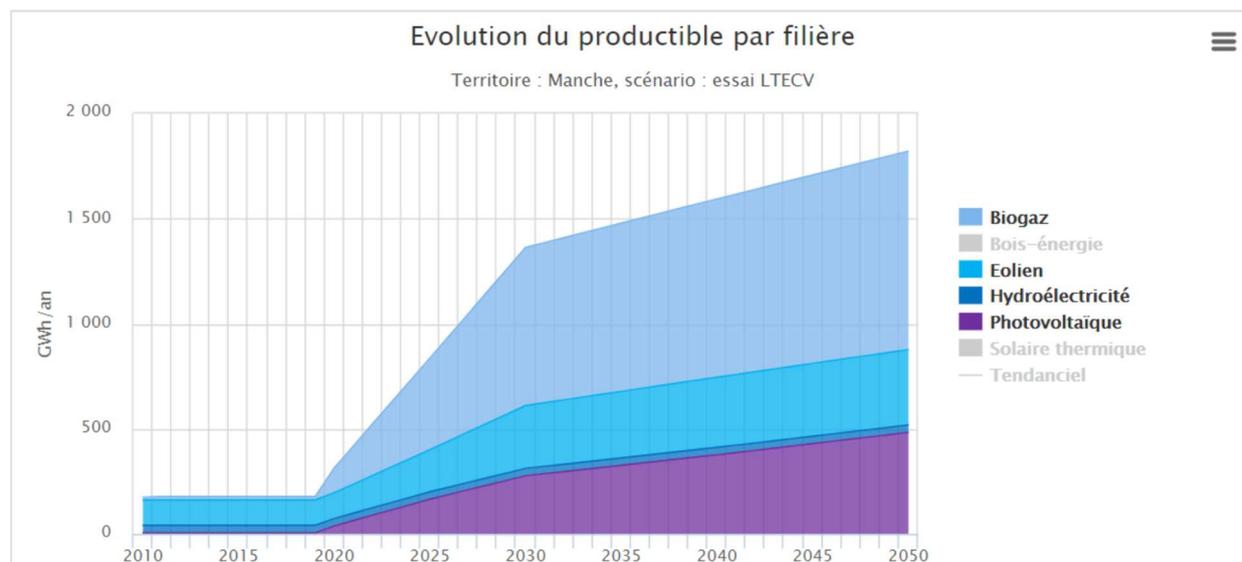
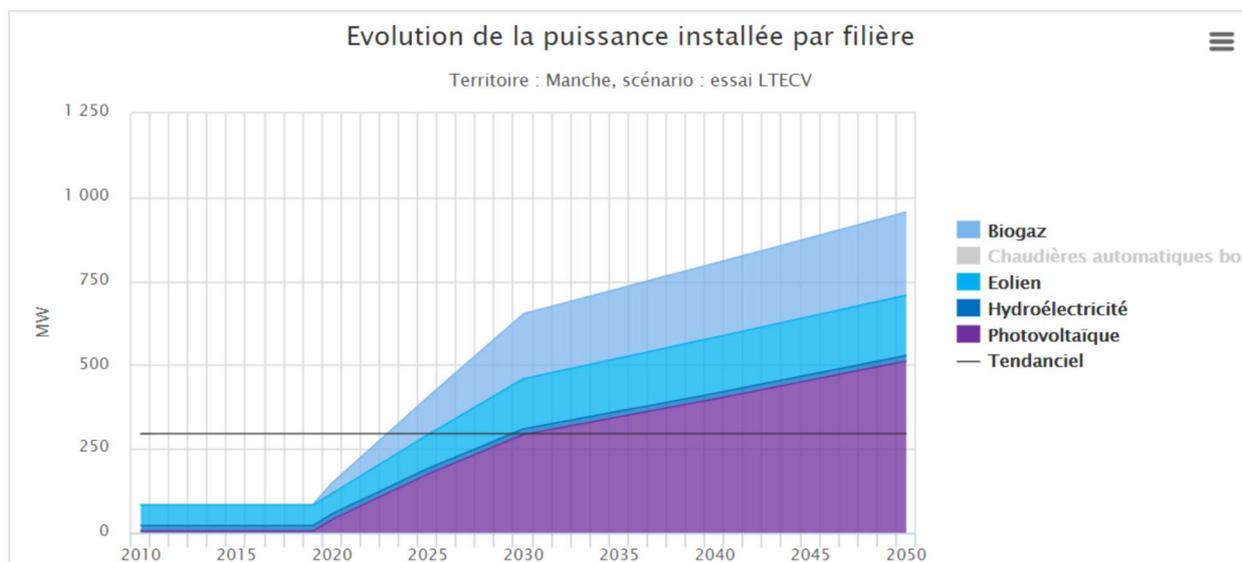
- Réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40% entre 1990 et 2030 et diviser par 4 les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050. ;
- Réduire la consommation énergétique finale de 50% en 2050 par rapport à la référence de 2012 avec un objectif intermédiaire de 20% en 2030 ;
- Réduire la consommation énergétique primaire d'énergies fossiles de 30% en 2030 par rapport à la référence 2012 ;
- Porter la part des énergies renouvelables à 23% de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32% de la consommation finale brute en 2030 ;
- Porter la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50% à l'horizon 2025 ;
- Atteindre un niveau de performance énergétique conformes aux normes « bâtiments basse consommation » pour l'ensemble du parc de logements à 2050 ;
- Lutter contre la précarité énergétique
- Affirmer le droit à l'accès de tous à l'énergie sans coût excessif au regard des ressources des ménages ;
- Réduire de 50% les quantités de déchets mis en décharge à l'horizon 2025 et découpler progressivement la croissance économique et la consommation de matières premières.

L'autorité concédante a réalisé une étude prospective permettant de retranscrire à l'échelle de la Manche ces différents objectifs et plus particulièrement les objectifs liés à la réduction de la consommation d'énergie et à la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique finale.

Le scénario LTECV se fixe pour objectif d'atteindre 40% d'électricité d'origine renouvelable à horizon 2030 :

	Consommations électrique 2018 en GWh/an	Objectif 40% de production ENR GWh/an	Production ENR 2030 en GWh/an
CA du Cotentin	1050,13	420,0526592	426,165312
CA Mont-Saint-Michel-Normandie	609,97	243,9874993	279,097201
CA Saint-Lô Agglo	549,98	219,9926292	245,733287
CC Côte Ouest Centre Manche	143,29	57,31460243	61,5345701
CC Coutances Mer et Bocage	299,39	119,7557283	119,527147
CC de Granville, Terre et Mer	281,47	112,5875663	117,388739
CC de la Baie du Cotentin	162,21	64,88400254	68,2301152
CC de Villedieu Intercom	113,28	45,31294278	1363,04392

Résultats du scénario avec PROSPER



Focus sur le grand éolien concernant le scénario dit « loi TECV » à horizon 2030 :

Localisation	Stock	2021 à 2025	2026 à 2030	2031 à 2040	2041 à 2050	Cumulé
Manche	60.5	15	19	6	4	44
CA du Cotentin	20.9	7	9	4	4	24
CA Mont-Saint-Michel-Normandie	8.04	0	0	0	0	0
CA Saint-Lô Agglo	8.02	2	4	2	0	8
CC Côte Ouest Centre Manche	0.014	3	3	0	0	6
CC Coutances Mer et Bocage	15.2	0	0	0	0	0
CC de Granville, Terre et Mer	0.023	2	2	0	0	4
CC de la Baie du Cotentin	8.29	1	1	0	0	2
CC de Villedieu Intercom	0.022	0	0	0	0	0

Paramétrage de l'action : Eolienne - Grande éolienne terrestre ⓘ

Action déjà validée

Unité du stock : MW éolien existants (toute tailles, en 2010)

Unité de l'action : grandes éoliennes (2.5MW)

Clé de répartition des valeurs : selon les surfaces territoriales des zones favorables à l'éolien

Focus sur le micro éolien concernant le scénario dit « loi TECV » à horizon 2030 :

Localisation	Stock	2019	2020	2021 à 2025	2026 à 2030	2031 à 2040	2041 à 2050	Cumulé
Manche	60.5	0	240	500	600	800	800	2 940
CA du Cotentin	20.9	0	80	150	250	222.1	222.1	924.2
CA Mont-Saint-Michel-Normandie	8.04	0	0	0	0	94.1	94.1	188.2
CA Saint-Lô Agglo	8.02	0	80	150	150	134.9	134.9	649.8
CC Côte Ouest Centre Manche	0.014	0	0	0	0	80.1	80.1	160.3
CC Coutances Mer et Bocage	15.2	0	0	0	0	103.1	103.1	206.2
CC de Granville, Terre et Mer	0.023	0	80	200	200	45.1	45.1	570.3
CC de la Baie du Cotentin	8.29	0	0	0	0	73.2	73.2	146.4
CC de Villedieu Intercom	0.022	0	0	0	0	47	47	94.1

Paramétrage de l'action : Eolienne - Petite éolienne à axe verticale ⓘ

Action déjà validée

Unité du stock : MW éolien existants (toute tailles, en 2010)

Unité de l'action : petites éoliennes (3kW)

Clé de répartition des valeurs : selon les surfaces territoriales des zones favorables à l'éolien

Focus sur la méthanisation « à la ferme (cogénération) » concernant le scénario dit « loi TECV » à horizon 2030 :

Localisation	2019	2020	2021 à 2025	2026 à 2030	2031 à 2040	2041 à 2050	Cumulé
Manche	0	64	70	74	60	60	328
CA du Cotentin	0	8	14	18	4	4	48
CA Mont-Saint-Michel-Normandie	0	40	40	40	40	40	200
CA Saint-Lô Agglo	0	10	10	10	10	10	50
CC Côte Ouest Centre Manche	0	0	0	0	0	0	0
CC Coutances Mer et Bocage	0	0	0	0	0	0	0
CC de Granville, Terre et Mer	0	2	2	2	2	2	10
CC de la Baie du Cotentin	0	4	4	4	4	4	20
CC de Villedieu Intercom	0	0	0	0	0	0	0

Paramétrage de l'action : A la ferme (cogénération) 

Action déjà validée

Unité du stock : Etat initial non disponible

Unité de l'action : centrales (0.4 million Nm3/an)

Clé de répartition des valeurs : selon les unités gros bétails

Focus sur la méthanisation « cogénération en ajout au réseau » concernant le scénario dit « loi TECV » à horizon 2030 :

Localisation	2019	2020	2021 à 2025	2026 à 2030	2031 à 2040	2041 à 2050	Cumulé
Manche	0	0	26	25	0	0	51
CA du Cotentin	0	0	10	15	0	0	25
CA Mont-Saint-Michel-Normandie	0	0	0	0	0	0	0
CA Saint-Lô Agglo	0	0	5	8	0	0	13
CC Côte Ouest Centre Manche	0	0	0	0	0	0	0
CC Coutances Mer et Bocage	0	0	3	2	0	0	5
CC de Granville, Terre et Mer	0	0	4.99	0	0	0	4.99
CC de la Baie du Cotentin	0	0	0	0	0	0	0
CC de Villedieu Intercom	0	0	3	0	0	0	3

Paramétrage de l'action : Cogénération en ajout au réseau 

Action déjà validée

Unité du stock : Etat initial non disponible

Unité de l'action : centrales (1 million Nm3/an)

Clé de répartition des valeurs : selon la consommation énergétique en chauffage des secteurs tertiaire et résidentiel

Focus sur le photovoltaïque « centrale au sol » concernant le scénario dit « loi TECV » à horizon 2030 :

Localisation	Stock	2018	2019	2020	2021 à 2025	2026 à 2030	2031 à 2040	2041 à 2050	Cumulé
Manche	4.99	0	0	0	80	85	80	85	330
CA du Cotentin	0.559	0	0	0	10	15	15	20	60
CA Mont-Saint-Michel-Normandie	1.38	0	0	0	10	10	15	15	50
CA Saint-Lô Agglo	1.24	0	0	0	15	10	10	10	45
CC Côte Ouest Centre Manche	0.257	0	0	0	10	10	10	10	40
CC Coutances Mer et Bocage	0.576	0	0	0	10	10	10	10	40
CC de Granville, Terre et Mer	0.455	0	0	0	10	10	10	10	40
CC de la Baie du Cotentin	0.08	0	0	0	10	10	10	10	40
CC de Villedieu Intercom	0.443	0	0	0	5	10	0	0	15

Paramétrage de l'action : Centrale au sol

Action déjà validée

Unité du stock : MW photovoltaïque existants (toutes tailles, en 2010)

Unité de l'action : centrales au sol (1MW)

Clé de répartition des valeurs : selon les surfaces territoriales

Focus sur le photovoltaïque « installation individuelle ou sur petite toiture collective » concernant le scénario dit « loi TECV » à horizon 2030 :

Localisation	Stock	2018	2019	2020	2021 à 2025	2026 à 2030	2031 à 2040	2041 à 2050	Cumulé
Manche	4.99	0	0	320	600	900	1 100	1 300	4 220
CA du Cotentin	0.559	0	0	0	0	83.7	341.6	399.3	824.6
CA Mont-Saint-Michel-Normandie	1.38	0	0	0	0	50.1	206	242.6	498.8
CA Saint-Lô Agglo	1.24	0	0	0	0	35.3	147.5	177.5	360.4
CC Côte Ouest Centre Manche	0.257	0	0	80	200	300	65.2	76.3	721.5
CC Coutances Mer et Bocage	0.576	0	0	150	199.9	300	130.6	155.2	935.9
CC de Granville, Terre et Mer	0.455	0	0	90	199.9	110	123.7	148.5	672.3
CC de la Baie du Cotentin	0.08	0	0	0	0	11.5	46.8	54.3	112.8
CC de Villedieu Intercom	0.443	0	0	0	0	9.17	38.3	45.8	93.3

Paramétrage de l'action : Installation individuelle ou sur petite toiture collective

Action déjà validée

Unité du stock : MW photovoltaïque existants (toutes tailles, en 2010)

Unité de l'action : projets photovoltaïques (10kW)

Clé de répartition des valeurs : selon le nombre de maisons individuelles non HLM

Focus sur le photovoltaïque « installation sur grande toiture » concernant le scénario dit « loi TECV » à horizon 2030 :

Localisation	Stock	2018	2019	2020	2021 à 2025	2026 à 2030	2031 à 2040	2041 à 2050	Cumulé
Manche	4.99	0	0	209	329	158	99.9	99.9	896
CA du Cotentin	0.559	0	0	25	25	25	24.1	24.1	123.3
CA Mont-Saint-Michel-Normandie	1.38	0	0	26	26	26	25.9	25.9	129.8
CA Saint-Lô Agglo	1.24	0	0	0	50	60	13.7	13.7	137.5
CC Côte Ouest Centre Manche	0.257	0	0	20	20	9	8.18	8.18	65.3
CC Coutances Mer et Bocage	0.576	0	0	70	80	15	10.7	10.7	186.4
CC de Granville, Terre et Mer	0.455	0	0	50	100	5	4.75	4.75	164.5
CC de la Baie du Cotentin	0.08	0	0	8	8	8	7.47	7.47	38.9
CC de Villedieu Intercom	0.443	0	0	10	20	10	4.93	4.93	49.8

Paramétrage de l'action : Installation sur grande toiture ⁱ

Action déjà validée

Unité du stock : MW photovoltaïque existants (toutes tailles, en 2010)

Unité de l'action : projets photovoltaïques (150kW)

Clé de répartition des valeurs : selon les surfaces territoriales

Synthèse globale du scénario dit « loi TECV » à horizon 2030 :

Action	Cumulé en 2020	Cumulé en 2030	Unité
7. Energies renouvelables			
Eolien			
Eolienne - Grande éolienne terrestre	0	34	grandes éoliennes (2.5MW)
Eolienne - Petite éolienne à axe verticale	240	1 340	petites éoliennes (3kW)
Méthanisation			
A la ferme (cogénération)	64	208	centrales (0.4 million Nm3/an)
Cogénération en ajout au réseau	0	51	centrales (1 million Nm3/an)
Solaire photovoltaïque			
Centrale au sol	0	165	centrales au sol (1MW)
Installation individuelle ou sur petite toiture collective	320	1 820	projets photovoltaïques (10kW)
Installation sur grande toiture	209	696	projets photovoltaïques (150kW)

4.4.4 Résultat de la prospective sur la production d'électricité :

Le scénario dit « loi TECV » construit avec l'outil PROSPER traduit à l'échelle du département de la Manche des objectifs nationaux de la loi TECV uniquement pour les EnR électriques, soit : l'éolien terrestre, le photovoltaïque et l'hydroélectricité et la méthanisation (tableau suivant infra).

Le plus fort développement ciblé concerne la méthanisation avec une augmentation de 736 GWh, soit une production multipliée par 47 reflet de notre territoire avec une spécificité particulièrement agricole.

La production à base d'éolien va augmenter de 178 GWh, marquant ainsi une production multipliée par 2,5.

Le photovoltaïque augmenterait de 270 GWh, soit une production multipliée par 58. La production photovoltaïque ne devrait cependant pas être entièrement injectée dans le réseau compte-tenu du développement de l'autoconsommation.

Ces 3 énergies couvriraient alors près de 42% des consommations d'électricité.

L'évolution de la production d'électricité renouvelable à horizon 2030 dans le département de la Manche selon le scénario « loi TECV » est la suivante :

	Situation initiale MANCHE		Scénario LTECV Manche	
	2014		2030	
Type de production ENR	Production 2014 en GWh	Taux de couverture de la consommation d'électricité	Production scénario LTECV en GWh	Taux de couverture de la consommation d'électricité
Eolien terrestre	121	3,75%	299	9,49% 
Photovoltaïque	4,71	0,15%	275	8,73% 
Méthanisation	16	0,50%	752	23,87% 
Hydroélectricité	35	1,08%	3,5*	0,11%
TOTAL	177	5,48%	1326	42,20%

* Fermeture des barrages qui génère 90% de perte de production

Les valeurs dans les vignettes indiquent la progression du taux de couverture attendue par type de production EnR entre 2014 et 2030.

5. QUALITE DE DISTRIBUTION DE L'ELECTRICITE

5.1 Respect du Décret Qualité

La qualité de l'électricité recouvre les deux aspects suivants : la continuité d'alimentation et la tenue de la tension.

En application de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, repris par les articles L321-18 et L322-12 du Code de l'énergie, les seuils à respecter par le gestionnaire de réseaux de distribution publique, sur la continuité d'alimentation et le niveau de tension, sont définis aux articles D322-1 à D322-8 du Code de l'énergie.

Ces dispositions sont issues du décret abrogé n° 2007-1826 du 24 décembre 2007, dit « décret qualité », relatif « *aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité* ».

5.1.1 Continuité d'alimentation

La continuité d'alimentation est évaluée selon 3 critères : le nombre de coupures longues (Nb CL), la durée cumulée de coupures longues (durée CL) et le nombre de coupures brèves (Nb CB), enregistrées sur les départs HTA issus des postes sources.

Les coupures longues sont les interruptions de plus de 3 minutes, fortuites ou programmées, vues d'un client au cours d'une année.

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

Ces coupures sont comptabilisées « hors circonstances exceptionnelles ».

Un client est alors considéré comme mal alimenté s'il dépasse la valeur de référence pour au moins l'un des 3 critères :

- Nb CL > 6 coupures par an
- Durée CL > 13 heures par an
- Nb CB > 35 coupures par an

Et le niveau global de continuité n'est pas respecté si le pourcentage de clients mal alimentés dépasse 5% à la fois sur le département et sur la concession.

Année	Nombre clients HTA et BT en dépassement sur	Nombre clients HTA et BT en dépassement sur	Nombre clients HTA et BT en dépassement sur	Taux clients HTA et BT en dépassement sur l'un des 3 critères	Taux clients HTA et BT en dépassement sur l'un des 3 critères
	Nombre CL concession	Durée CL concession	Nombre CB concession	concession	département
2013	1 521	7 793	1 822	4,2%	3,4%
2014	567	1 904	5 828	3,5%	2,7%
2015	1 064	2 402	541	1,6%	1,3%
2016	3 460	15 966	989	7,6%	5,9%
2017	658	2 896	0	1,4%	1,1%
Moyenne 2013-2017	1 454	6 192	1 836	3,6%	2,9%

Source : Décret Qualité (Enedis)

A l'exception de l'année 2016, les seuils du volet continuité d'alimentation ont été respectés sur la période 2013–2017 pour la concession et pour le département de la Manche.

Les résultats observés en 2016 sont consécutifs aux dégradations produites par les tempêtes « Jeanne » et « Nanette » des 28 mars et 20 novembre, n'ayant pas été considérées comme « événements exceptionnels ».

5.1.2 Tenue de la tension

Un client est considéré comme mal alimenté lorsque la tension à son point de livraison sort de la plage de variation de +/- 10% de la tension nominale.

Le niveau global de tenue de la tension n'est pas respecté si la proportion de clients mal alimentés dépasse 3% à la fois sur le département et sur le réseau de la concession considérée.

Année	Nombre clients BT de la concession	Nombre clients BT en chute de tension de la concession	Taux de clients mal alimentés de la concession	Nombre clients BT en rural	Nombre clients BT en chute de tension en rural	Taux de clients mal alimentés en rural	Nombre clients BT en urbain	Nombre clients BT en chute de tension en urbain	Taux de clients mal alimentés en urbain
2013	231 332	1 264	0,55%	153 572	1 126	0,73%	77 760	138	0,18%
2014	233 439	688	0,29%	154 908	626	0,40%	78 531	62	0,08%
2015	235 624	475	0,20%	156 282	445	0,28%	79 342	30	0,04%
2016	237 866	328	0,14%	157 604	306	0,19%	80 262	22	0,03%
2017	239 064	239	0,10%	158 347	222	0,14%	80 717	17	0,02%

Source : Décret Qualité (Enedis)

Les seuils de tenue de tension sont respectés sur la chronique.

Le nombre de Clients Mal Alimentés (CMA) en tenue de tension est en baisse depuis plusieurs années.

Ces résultats tendent à démontrer la bonne tenue de tension des clients BT, à la maille de la concession.

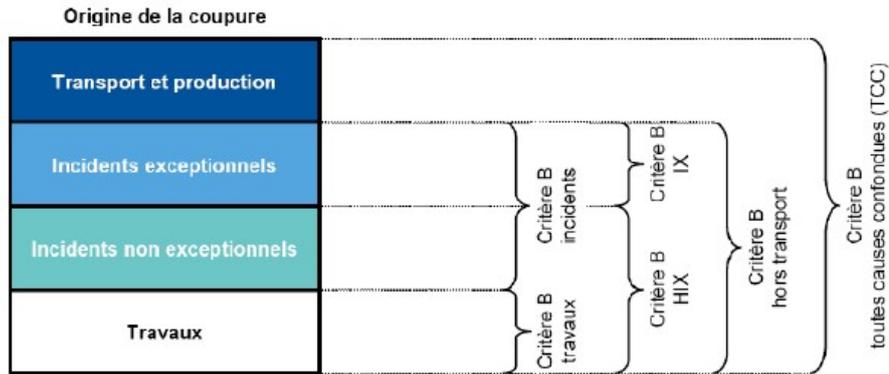
5.2 La continuité de fourniture

5.2.1 La définition des critères B et M

La continuité de l'alimentation est principalement mesurée par l'indicateur appelé le « critère B » pour les utilisateurs BT et le « critère M » pour les utilisateurs HTA.

Le critère B est la durée moyenne annuelle de coupures longues par installation de consommation du réseau de distribution publique raccordé en BT, quel que soit la cause de l'interruption de fourniture (travaux ou incident sur le réseau de distribution publique ou incident en amont du réseau de distribution publique).

Le critère B est subdivisé selon l'origine des coupures :



Le critère M est la durée moyenne annuelle de coupures longues par installation de consommation du réseau de distribution publique raccordé en HTA, pondérée par la puissance souscrite.

Pour ne pas être considéré comme « mal alimenté », un utilisateur ne doit pas subir, dans une même année, hors événements exceptionnels, un nombre de coupures longues ou de coupures brèves ou une durée cumulée de coupures longues qui excèdent un seuil fixé par l'arrêté d'application. La part maximale des usagers mal alimentés est fixée à 5 %.

La norme technique considère qu'une coupure est : longue lorsqu'elle est d'une durée supérieure à 3 min ; brève lorsque sa durée est comprise entre 1 seconde et 3 min et très brève lorsque sa durée est inférieure à 1 seconde.

5.2.2 La durée moyenne de coupure par usager BT (critère B)

Le critère B se décompose selon les deux causes d'interruption de fourniture (incidents et travaux) sur : les réseaux de transport d'électricité et les postes source (hors concession) ainsi que les réseaux de distribution publique d'électricité HTA et BT.

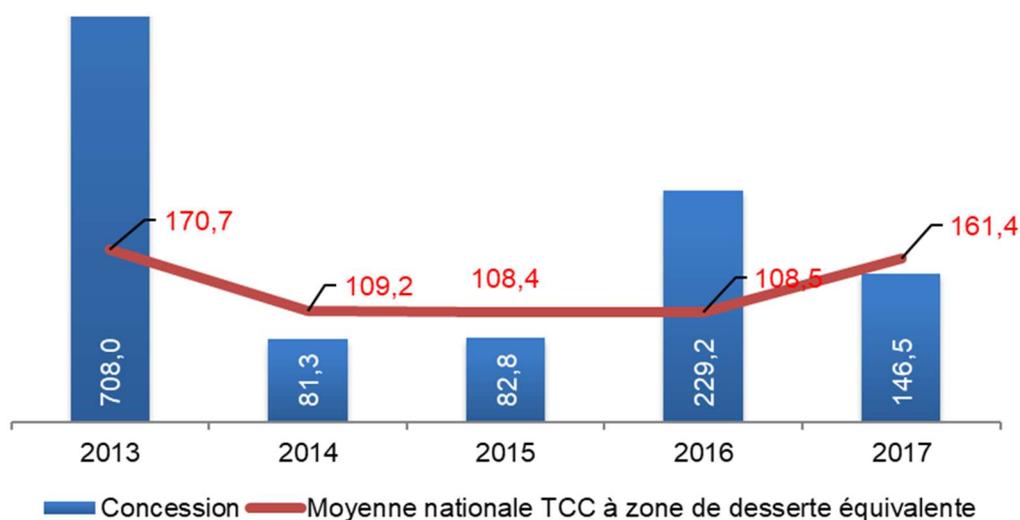
L'analyse de la durée de coupure par usager est réalisée toutes causes confondues (TCC) et hors événements exceptionnels (HIX).

Les événements dits « exceptionnels » sont définis au paragraphe 1 de l'annexe 4 de la délibération CRE n°2018-148 du 28 juin 2018 relative au TURPE 5 HTA-BT comme relevant des événements suivants :

- Les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles
- Les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion
- Les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée
- L'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que prévoit l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité (annexé au décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006)
- 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 gestionnaire de réseau public d'électricité
- Les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle, au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5% pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité.

L'évolution du critère B toutes causes confondues de la concession :

Critère B - Toutes Causes Confondues (min)



Critère B TCC reconst. (mn)	2013	2014	2015	2016	2017	%
Transport	1,7	0,4	0,5	0,0	0,0	0%
Postes source	1,1	0,6	1,3	1,3	1,6	1%
Incidents HTA	622,6	49,5	52,5	189,4	109,3	75%
Incidents BT	22,8	15,1	6,9	15,2	14,6	10%
Travaux HTA	55,1	10,0	17,1	17,8	14,6	10%
Travaux BT	4,8	5,7	4,7	5,5	6,3	4%
Concession	708,0	81,3	82,8	229,2	146,5	
<i>Dont climatique</i>	NC	22,3	24,4	159,6	74,2	51%
Moyenne nationale TCC à zone de desserte équivalente *	170,7	109,2	108,4	108,5	161,4	

Source : Données du contrôle (Naldeo)

*Moyenne nationale** : moyenne nationale à zone de desserte équivalente, calculée en fonction de la proportion d'usagers de chaque zone de desserte, présents sur le périmètre concédé du SDEM50 associé à chaque année d'analyse.

La durée moyenne de coupure (critère B) de la concession est supérieure à la moyenne nationale sur les six derniers exercices, avec une moyenne de la concession égale à 135 min sur la période 2014 à 2017.

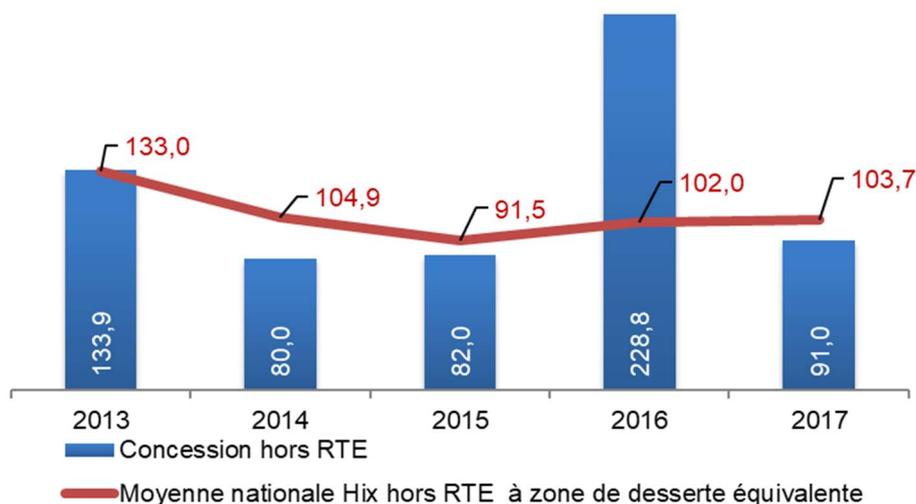
L'année 2013 (critère B TCC de 703 min) a été marquée par 3 événements climatiques (« **neige** » de mars, tempête « Christian » d'octobre et tempête « Dirk » de décembre) dont seul le premier a été qualifié d'exceptionnel. Ces événements climatiques représentent respectivement **560 min**, 22 min et 32 min de critère B sur la concession.

L'année 2016 a été marquée par 5 tempêtes qui ont représenté environ 135 min de critère B : « Jeanne » (28/03 : 35 min), « Nanette » (20/11 : 66 min), « Ruzica » (08/02 : 12 min), celle du 14/09 (12 min) et dans une moindre mesure celle du 09/03 (9 min), aucune n'ayant été qualifiée d'exceptionnelle.

La tempête « Egon » du 12-13 janvier 2017, à caractère exceptionnel, a contribué à hauteur de 55 min au critère B de la concession.

L'évolution du critère B hors événements exceptionnels de la concession :

Critère B - Hors événements exceptionnels (min)



Critère B HIX reconstitué (mn)	2013	2014	2015	2016	2017	%
Transport	1,7	0,4	0,5	0,0	0,0	0%
Postes source	1,1	0,6	1,3	1,3	1,6	2%
Incidents HTA	94,4	49,5	52,5	189,4	59,6	65%
Incidents BT	22,6	14,7	6,6	15,1	8,9	10%
Travaux HTA	11,1	9,6	17,0	17,6	14,6	16%
Travaux BT	4,8	5,7	4,7	5,5	6,3	7%
Concession hors RTE	133,9	80,0	82,0	228,8	91,0	
Dont climatique	N.C	22,3	24,4	159,6	18,9	21%
Moyenne nationale Hix hors RTE à zone de desserte équivalente	133,0	104,9	91,5	102,0	103,7	

Source : Données du contrôle (Naldeo)

*Moyenne nationale** : moyenne nationale à zone de desserte équivalente, calculée en fonction de la proportion d'usagers de chaque zone de desserte, présents sur le périmètre concédé du SDEM50 associé à chaque année d'analyse.

La durée moyenne annuelle de coupure hors événements exceptionnels (critère B HIX hors RTE) de la concession est supérieure à la moyenne nationale sur la chronique 2013 - 2017, avec une valeur moyenne égale à 123 min.

Ceci s'explique essentiellement par l'année 2016 (5 tempêtes représentant 135 min de critère B), et 2013 dans une moindre mesure (légèrement supérieur à la moyenne nationale la même année).

La majeure partie de la durée moyenne de coupure provient des incidents sur le réseau HTA, qui représentent 65% du temps total à 59,6 mn en 2017.

La durée moyenne de coupure est très sensible aux aléas climatiques, notamment pour ce qui concerne les incidents survenus sur le réseau HTA.

Les incidents sur le réseau BT provoquent 8,9 min de coupure en 2017, contre 15,1 min en 2016 et 6,6 min en 2015.

La durée de coupures pour interventions planifiées (travaux) reste stable et contenue, entre 15 et 24 min par an au cours des 4 dernières années.

5.2.3 Le critère B par zone d'électrification

Critère B par zone d'électrification (mn)	2013	2014	2015	2016	2017	Moyenne annuelle
B TCC Communes urbaines	300,7	36,5	42,1	83,1	58,4	103,3
B TCC Communes rurales	905,6	105,5	103,4	303,6	191,0	319,8
B HIX hors RTE Communes urbaines	56,0	35,9	41,8	83,0	37,9	51,0
B HIX hors RTE Communes rurales	177,5	103,9	102,4	303,1	117,7	161,0

Source : Données Enedis

La durée moyenne de coupure par usager BT est 3 fois plus importante en communes rurales qu'en communes urbaines.

5.2.4 Le critère B par zone de desserte

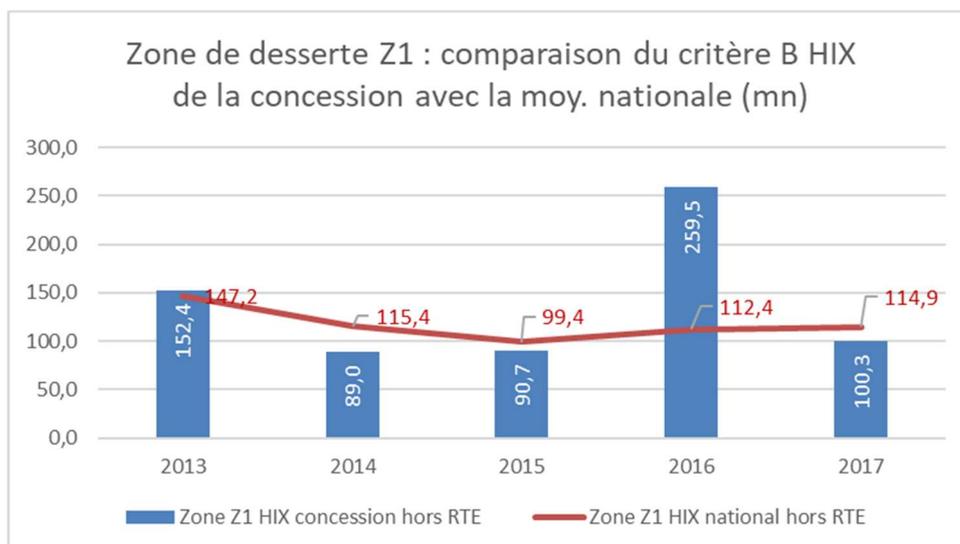
Le concessionnaire distingue les zones de desserte, également appelées zone d'alimentation, pour la définition des engagements de continuité de distribution d'électricité dans ses contrats d'accès au réseau de distribution publique.

Focus sur le critère B de la zone Z1 :

La zone Z1 rassemble les 552 communes de la concession situées dans des agglomérations de moins de 10 000 habitants.

Sur la période 2013-2017, la durée moyenne de coupure par usager BT en zone Z1 est de 277,1 min toutes causes confondues (TCC) et de 138,4 min hors événement exceptionnel (HIX), ce qui est supérieur aux moyennes nationales respectivement égales à 145,1 min TCC et 117,9 min HIX.

En dehors des années de forts aléas climatiques (2013 et 2016), la durée moyenne de coupure par usager BT reste toutefois inférieure à la moyenne nationale de la zone de desserte sur la période considérée.



Focus sur la zone de desserte Z1	2013	2014	2015	2016	2017	Moyenne annuelle (mn)
Zone Z1 TCC concession	778,6	90,1	91,6	259,9	165,4	275,4
Zone Z1 TCC national	190,9	119,6	115,8	117,9	181,4	145,1
Zone Z1 HIX concession hors RTE	152,4	89,0	90,7	259,5	100,3	138,4
Zone Z1 HIX national hors RTE	147,2	115,4	99,4	112,4	114,9	117,9

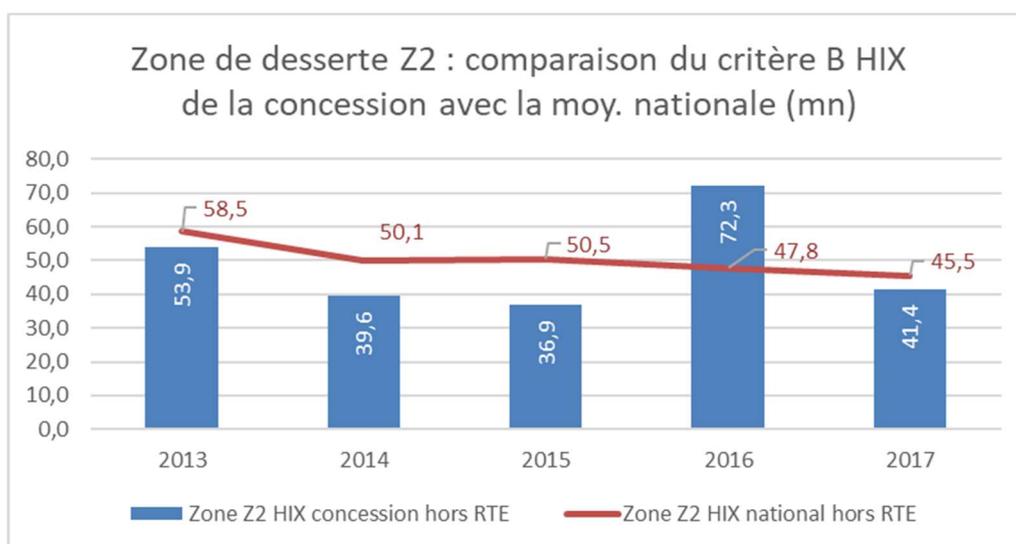
Source : Données Qualité de fourniture (Enedis)

Focus sur le critère B de la zone Z2 :

La zone Z2 rassemble les 37 communes de la concession situées dans des agglomérations comprises entre 10 000 à 100 000 habitants.

Sur la période 2013-2017, la durée moyenne de coupure par usager BT en zone Z2 est de 100,3 mn toutes causes confondues (TCC), ce qui est supérieur à la moyenne nationale de 61,1 mn TCC. Et hors évènement exceptionnel (HIX), la durée moyenne de coupure de la concession de 48,8 min est légèrement inférieure à la moyenne nationale de 50,5 min HIX.

En dehors des années de forts aléas climatiques (2013 et 2016), la durée moyenne de coupure TCC par usager BT reste toutefois inférieure à la moyenne nationale de la zone de desserte sur la période considérée.



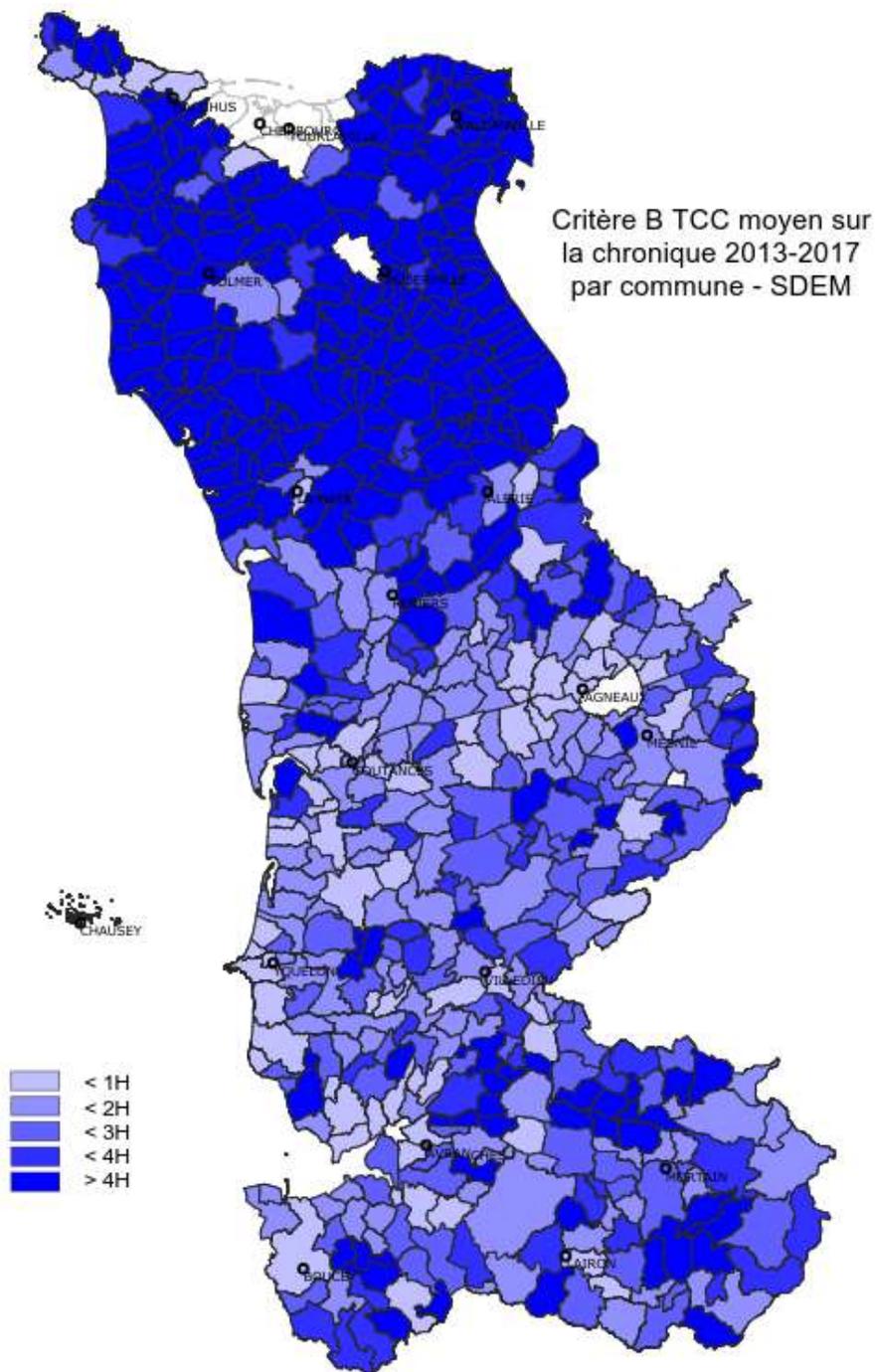
Focus sur la zone de desserte Z2	2013	2014	2015	2016	2017	Moyenne annuelle (mn)
Zone Z2 TCC concession	303,1	41,8	37,2	72,4	47,2	99,3
Zone Z2 TCC national	64,7	54,5	69,1	59,6	57,8	61,1
Zone Z2 HIX concession hors RTE	53,9	39,6	36,9	72,3	41,4	48,8
Zone Z2 HIX national hors RTE	58,5	50,1	50,5	47,8	45,5	50,5

Source : Données Qualité de fourniture (Enedis)

Le réseau concédé a été fortement marqué par les tempêtes de 2016 (5 tempêtes ayant provoqué 135 min de coupure par usager en moyenne) et de 2013.

Les années 2014, 2015 et 2017 non perturbées par des événements climatiques d'ampleur, montrent une durée moyenne de coupure hors événements exceptionnels et hors RTE bien inférieure à la moyenne nationale.

5.2.5 Le critère B TCC moyen sur la chronique 2013-2017

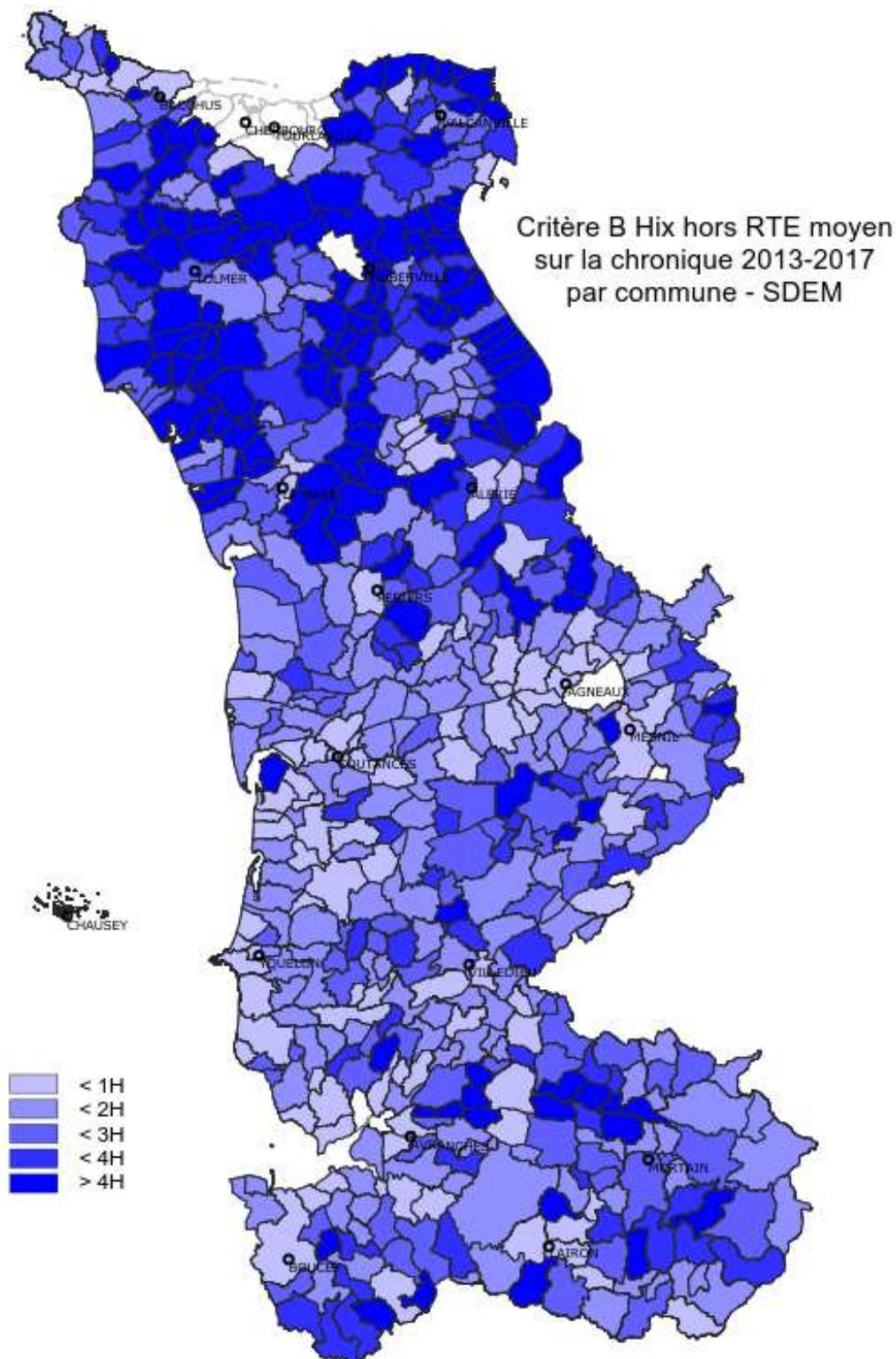


Source : Données Qualité de fourniture (Enedis)

Le Nord Cotentin (plus précisément au nord du PS PERIERS) est la zone où se concentrent le plus de communes à fort critère B TCC.

Dans une moindre mesure, le Mortainais, au sud, rassemble également plusieurs communes à fort critère B TCC.

5.2.6 Le critère B HIX hors RTE moyen sur la chronique 2013-2017



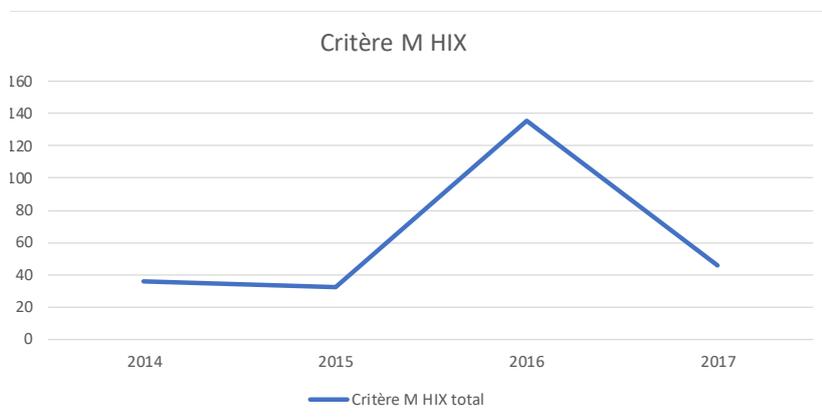
Le Nord Cotentin (plus précisément au nord du poste source PERIERS) est la zone où se concentrent le plus de communes à fort critère B HIX hors RTE.

Dans une moindre mesure, le Mortainais, au sud, rassemble également plusieurs communes à fort critère B HIX hors RTE.

5.2.7 Le critère M de la concession

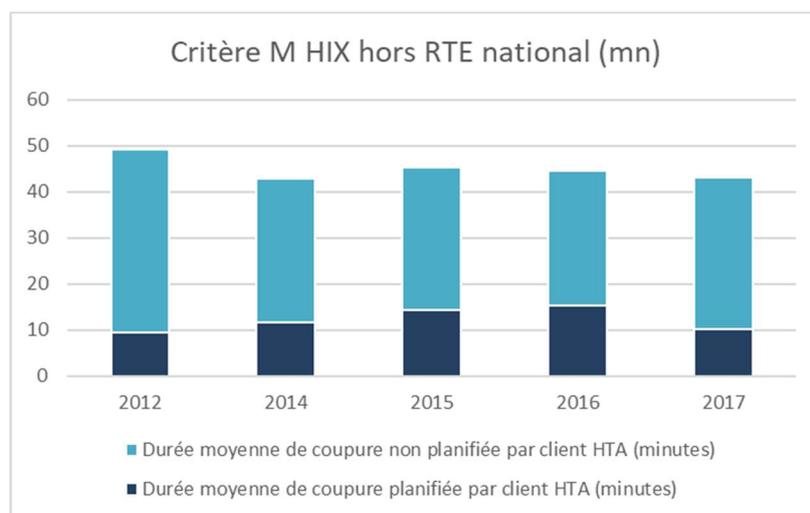
Le critère M est la durée moyenne annuelle de coupures longues par installation de consommation du réseau de distribution publique raccordé en HTA, pondérée par la puissance souscrite.

Sur la période 2014-2017, le critère M HIX hors RTE de la concession est proche des 40 mn par an, à l'exception de l'année 2016 qui a été marquée par des événements climatiques importants.



Source : Données du contrôle (Naldeo)

Le critère M hors événements exceptionnels et hors RTE moyen national est proche des 40 mn par an sur la chronique 2012-2017. A la suite d'une migration des clients HTA vers un nouveau système d'informations plus moderne courant 2013, les données de l'année 2013 ne sont pas disponibles.

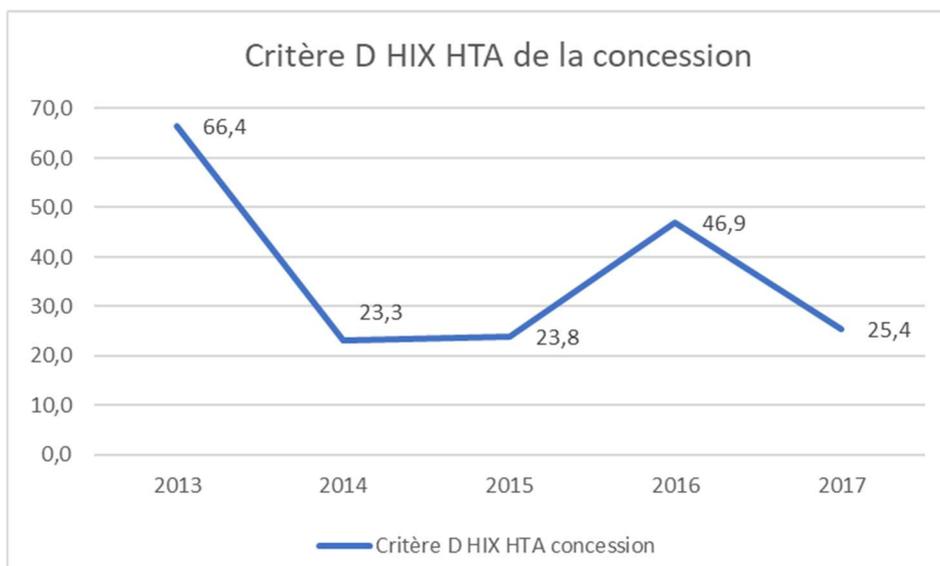


Source : Données Open Data Enedis

5.2.8 Le critère D de la concession

Le critère D permet d'évaluer la durée moyenne de réactivité à la suite d'un incident HTA pour réalimenter un maximum d'utilisateurs par l'intermédiaire d'organes de manœuvre automatisés et télécommandés pilotés depuis l'agence de conduite régionale (ACR), ainsi que la partie manuelle jusqu'à isolement de la poche manuelle en défaut.

Sur la période 2013-2017, le critère D de la concession est proche des 25 mn par an, à l'exception des exercices 2013 et 2016 marqués par d'importants aléas climatiques ayant affecté le réseau concédé.



Source : Données du contrôle (Naldeo)

5.2.9 La fiabilité du réseau HTA

La fiabilité des ouvrages est évaluée par leur taux d'incident par an pour 100 km de réseau.

Les incidents retenus sont « Toutes Causes Confondues » (TCC), mais hors tiers (les incidents de cause tiers représentent 6,7% des incidents sur le réseau HTA sur la période 2013-2017).

L'analyse de la fiabilité du réseau HTA est conduite sur l'intégralité des 237 départs traversant la concession. Le choix du périmètre augmente la longueur du réseau étudié en intégrant le réseau hors concession de ces départs.

Analyse de la fiabilité du réseau HTA concédé hors tiers	2013	2014	2015	2016	2017	Moyenne annuelle (mn)
Longueur de réseau HTA (km)	9 856	9 900	9 919	9 998	10 009	9 936
Nb incidents HTA TCC hors tiers	398	200	207	373	275	291
Taux d'incidents/an/100km de réseau HTA hors tiers	4,0	2,0	2,1	3,7	2,7	2,9

Source : Données Qualité de fourniture (Enedis)

Sur la période 2013-2017, le taux d'incident HTA moyen de la concession s'élève à 2,9 incidents/an/100 km.

Comme présenté précédemment, on observe 2 pics relatifs en 2013 et 2016 du fait des événements climatiques. Comparativement aux années calmes de la période 2014 et 2015, le taux d'incident sur ces années est 2 fois supérieur.

Poids des événements climatiques recensés sur la période d'analyse :

- Année 2013 :
 - « Tempête neige » de mars (11 mars) : 123 incidents
 - « Tempête » d'octobre (27-28 octobre) : 25 incidents
 - « Tempête » de décembre (23-24 décembre) : 36 incidents
- Année 2016 :
 - « Tempête Ruzica » (8 février) : 24 incidents
 - « Tempête du 9 mars » : 22 incidents
 - « Tempête Jeanne » (28 mars) : 48 incidents
 - « Tempête du 14 septembre » : 19 incidents
 - « Tempête Nannette » (20 novembre) : 46 incidents
- Année 2017 :
 - « Tempête Egon » (12 janvier) : 49 incidents

Les 3 événements climatiques de 2013 précédemment cités ont généré environ 190 incidents HTA, et les 5 événements de 2016 environ 120. A titre comparatif, sur des années « standard » comme 2014 et 2015, on recense respectivement 230 et 217 incidents TCC sur l'année entière.

L'analyse de la fiabilité du réseau HTA concédé hors événements exceptionnels, par typologie d'ouvrage :

Coupures liées à des incidents affectant le réseau HTA concédé (nombre incidents /an/100 km)	2013	2014	2015	2016	2017	Moyenne annuelle
HTA TCC hors tiers	4,0	2,0	2,1	3,7	2,7	2,9
- Dont HTA aérien TCC avec dégât hors tiers	3,9	1,7	1,8	3,6	2,2	2,6
- Dont HTA souterrain hors tiers	0,9	0,8	0,5	0,7	0,8	0,7
- Dont HTA souterrain synthétique hors tiers	0,5	0,6	0,3	0,6	0,5	0,5
- Dont HTA souterrain CPI hors tiers	29,0	18,0	11,9	11,6	21,4	18,4

Source : Données Enedis

Sur la chronique 2013-2017, le taux moyen d'incidents HTA est de 2,9 pour 100 km.

Le réseau aérien est en moyenne plus de 3 fois plus incidentogène que le réseau souterrain sur la période.

Le réseau souterrain CPI a une incidentologie très élevée. Le concessionnaire poursuit le traitement de ces tronçons, notamment dans les 8 communes suivantes (valeurs à fin 2017) :

Principales communes de la concession disposant de réseaux HTA souterrains CPI	Longueur HTA souterrain CPI (mètres)
GRANVILLE	5 361
CARENTAN	1 228
BARNEVILLE-CARTERET	810
AGON-COUTAINVILLE	800
SAINT-PAIR-SUR-MER	711
PONTORSON	679
DONVILLE-LES-BAINS	649
YQUELON	572

Source : Données du contrôle (Naldeo)

L'Annexe 4 du diagnostic technique liste les réseaux HTA souterrains CPI à fin 2017.

5.2.10 La fréquence en coupures longues des incidents HTA

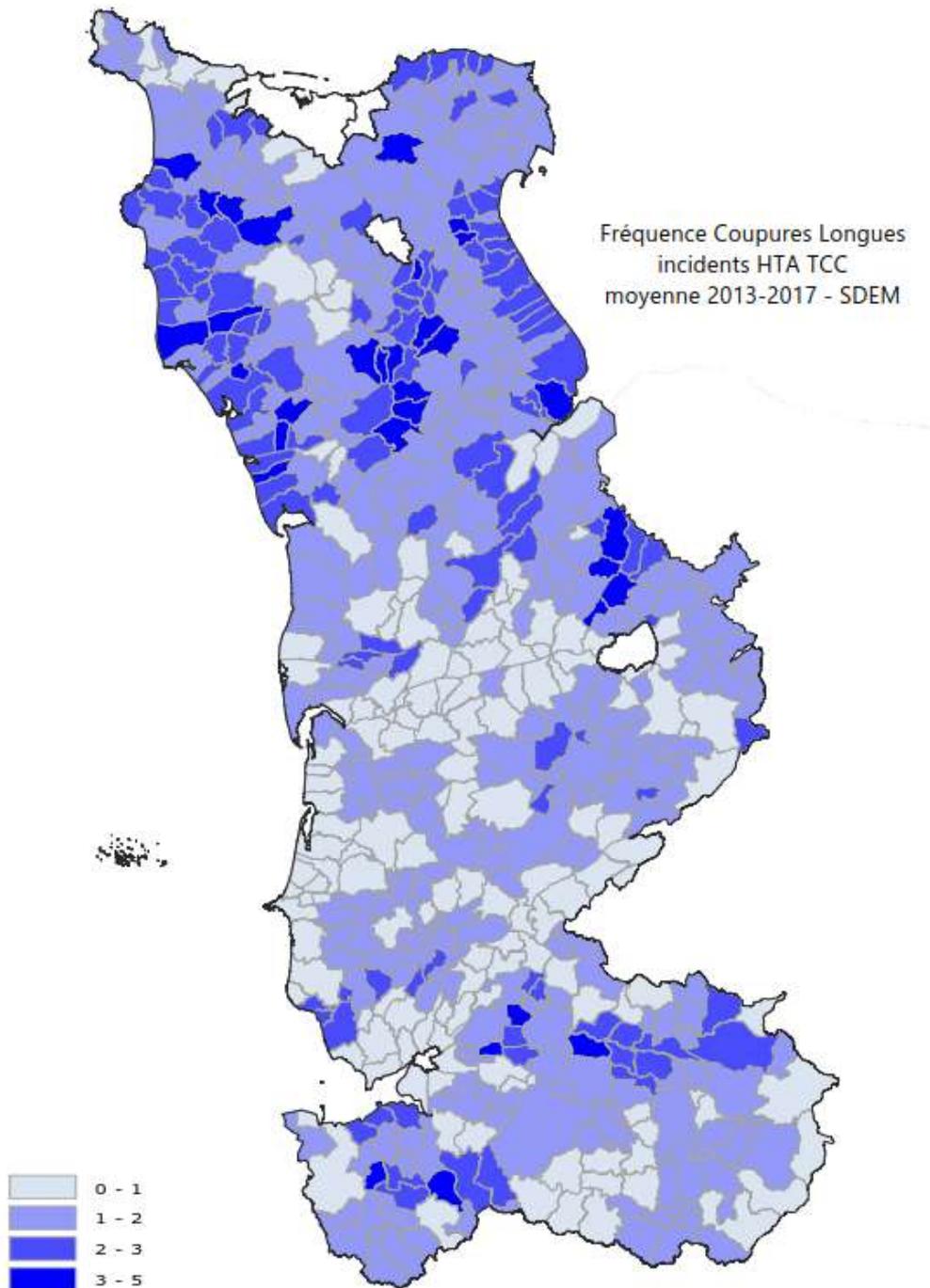
La fréquence en coupures longues des incidents HTA est égale au nombre total de clients BT coupés au moins 3 minutes lors de chaque incident HTA ou amont (hors incidents exceptionnels), divisé par le nombre total de clients BT de la maille considérée en fin de période de calcul.

Il montre la sensibilité du réseau HTA de la concession aux événements climatiques (2013 et 2016) :

Analyse de la fiabilité du réseau concédé	2013	2014	2015	2016	2017
Fréquence en coupures longues incidents HTA TCC	1,44	0,77	0,71	1,41	1,02

Source : Données Qualité de fourniture (Enedis)

Fréquence Coupures Longues sur incidents HTA TCC sur la période 2013-2017 :



Source : Données Qualité de Fourniture (Enedis)

Les communes ayant les fréquences de CL incidents HTA TCC les plus élevées se situent essentiellement **dans le nord Cotentin**. A noter également quelques communes dans le nord Mortainais et à l'est de Pontorson.

L'analyse de la fréquence des coupures pour incidents HTA montre que le taux d'incidents HTA aérien de la concession est supérieur à la moyenne nationale mais en amélioration depuis 2013.

Focus sur la fréquence des coupures HTA pour incidents par zone de desserte :

L'analyse suivante présente la comparaison entre la fréquence de coupures longues sur incidents HTA TCC de la concession et les valeurs nationales par zones de desserte :

Analyse de la fiabilité du réseau concédé en zone Z1	2013	2014	2015	2016	2017
Fréquence en coupures longues incidents HTA TCC de la zone Z1 pour la concession	1,61	0,86	0,75	1,59	1,13
Fréquence en coupures longues incidents HTA TCC de la zone Z1 à la maille nationale	1,09	0,92	0,83	0,85	1,04

Source : Données Qualité de Fourniture (Enedis)

En zone Z1, la fréquence de coupures longues sur incidents HTA TCC de la concession est supérieure à la moyenne nationale pour les années 2013, 2016 et 2017, du fait du nombre important d'incidents générés par les tempêtes citées précédemment.

Analyse de la fiabilité du réseau concédé en zone Z2	2013	2014	2015	2016	2017
Fréquence en coupures longues incidents HTA TCC de la zone Z2 pour la concession	0,57	0,32	0,48	0,48	0,47
Fréquence en coupures longues incidents HTA TCC de la zone Z2 à la maille nationale	0,57	0,48	0,49	0,41	0,49

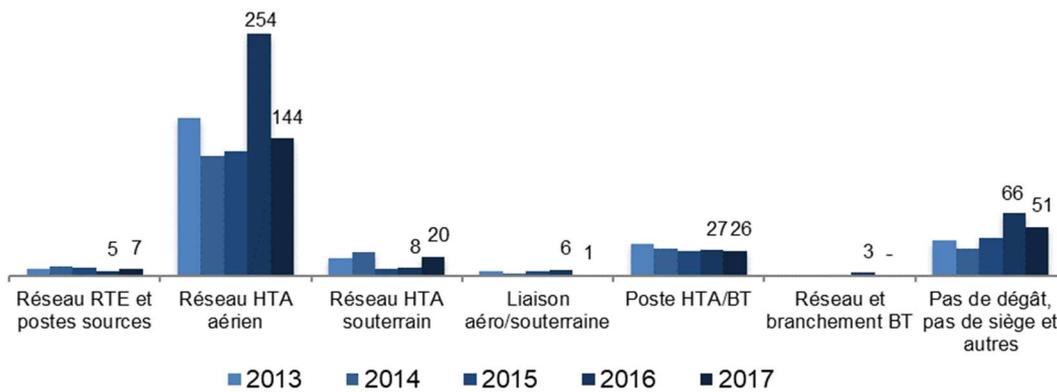
Source : Données Qualité de Fourniture (Enedis)

En zone Z2, la fréquence de coupures longues sur incidents HTA TCC de la concession est supérieure à la moyenne nationale pour l'année 2016, du fait du nombre important d'incidents générés par les événements climatiques sur cet exercice.

5.2.10 Les sièges et causes des coupures HTA pour incidents

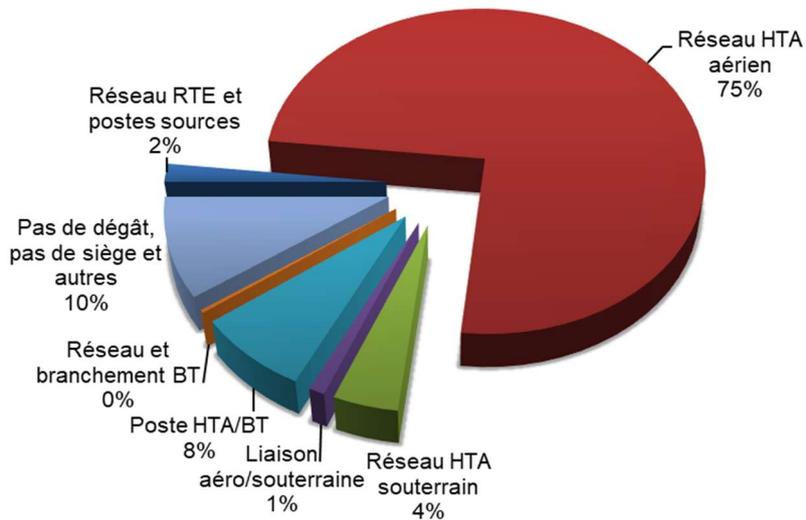
Sur la chronique 2013-2017, l'analyse des sièges des incidents du réseau HTA de la concession montre que près de la moitié d'entre eux ont pour origine des ouvrages aériens.

Nb coupures longues de type incidents HIX par siège sur le réseau HTA



Source : Données du contrôle (Naldeo)

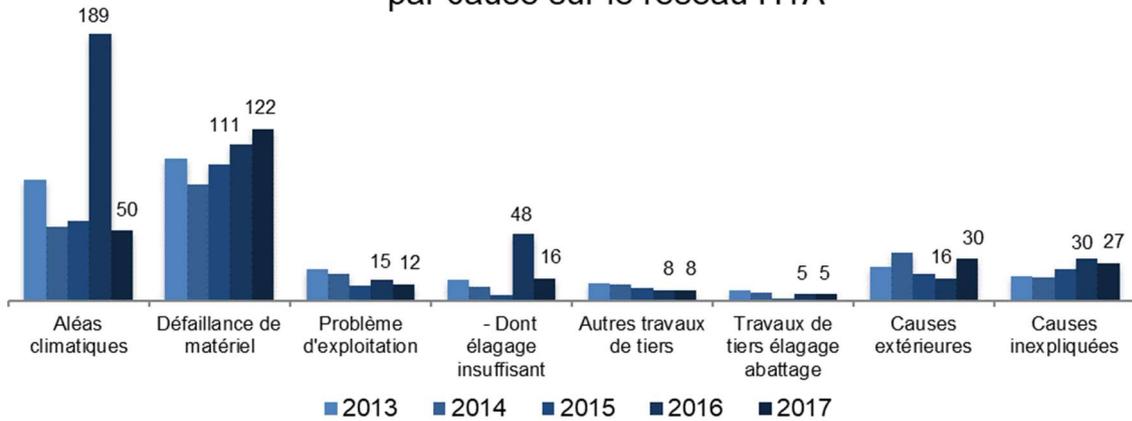
Durée cumulée de coupure pour incidents HTA HIX par siège entre 2013-2017 (NiTi tot)



Source : Données du contrôle (Naldeo)

Sur la chronique 2013-2017, l'analyse des causes des incidents du réseau HTA de la concession montre que les défaillances de matériel et les aléas climatiques sont les principales causes d'incidents.

Nombre de coupures longues de type incidents HIX par cause sur le réseau HTA



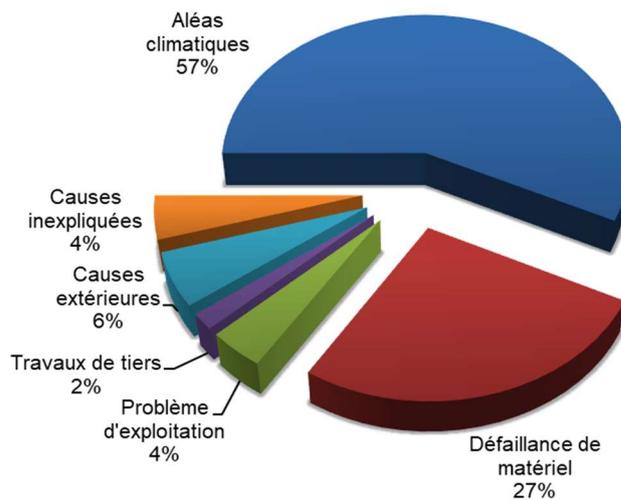
Source : Données du contrôle (Naldeo)

La cause « dont élagage insuffisant » comprend les incidents causés par un manque d'élagage.

Les incidents pour causes « chute de branche par vent » et « chute d'arbre par vent » sont inclus dans la cause « aléas climatiques ».

La cause « problèmes d'exploitation » comprend les incidents causés par des défaut de conception, dépassement capacités électriques, fausse manœuvre, défaut de montage / tirage et conducteurs dérèglés.

Durée cumulée de coupure pour incidents HTA HIX par cause entre 2013-2017 (NiTi tot)



Source : Données du contrôle (Naldeo)

Pour les incidents HTA aériens, l'analyse croisée des sièges et causes sur la période 2013-2017 présente les résultats suivants :

Analyse des sièges et causes des incidents du réseau HTA aérien concédé Période 2013-2017	Bois	Climatique	Défaut matériel hors usure	Usure	Externe	Manipulation	Total
Armement	8	24		6	4		42
Attache	3	49	2	91			145
IA	3	2	3	10	2		20
Isolateur	1	70	6	92	6	1	176
Conducteurs	88	146	8	43	9	5	299
Parafoudres ou éclateurs	1	13	7	19	8		48
Raccord, pont, bretelle	1	33	5	59	7		105
Support	8	95		6	2	2	113
Total	113	432	31	326	38	8	948

Source : Données Qualité de Fourniture (Enedis)

Sur la chronique 2013-2017, les incidents sur le réseau HTA aérien de la concession sont principalement localisés pour :

- 49% sur les composants mécaniques de l'armement (attaches/isolateurs/pont/armement) : essentiellement pour cause d'usure (26%) et pour cause climatique (20%),
- 32% sur les conducteurs (dont 24% de fils rompus) : essentiellement dus aux épisodes climatiques.

Les incidents localisés sur le réseau HTA aérien sont principalement causés pour :

- 46% par les événements climatiques de manière directe, provenant majoritairement d'efforts anormaux par tempêtes de vent ou de pluie, sur les composants mécaniques de l'armement (20%), les conducteurs (15%) et les supports (10%),
- 34% par l'usure du réseau, essentiellement sur les composants mécaniques de l'armement (26%).

Pour les incidents HTA souterrains, l'analyse croisée des sièges et causes sur la période 2013-2017 présente les résultats suivants :

Analyse des sièges et causes des incidents du réseau HTA souterrain concédé Période 2013-2017	Défaut de conception	Défaut de montage / tirage	Usure naturelle	Autres	Total
CPI					
Boîte	5		17	1	23
Câble			8		8
Synthétique					
Boîte	9	2	22	4	37
Câble	3	3	20	6	32
Total	17	5	67	11	100

Source : Données Qualité de Fourniture (Enedis)

Près de 60% des incidents souterrains sont localisés sur les boîtes de jonction, points faibles du réseau HTA souterrain. Et plus de 2/3 des incidents sont dus à l'usure du réseau.

Focus sur incidents HTA liés au risque vent :

Les incidents liés à la sensibilité du réseau au vent sont responsables de 20% du nombre d'incidents sur le réseau HTA, pour 22% de la durée cumulée de coupure, et 18% du nombre d'utilisateurs coupés en 2017.

Coupures longues liées à des incidents HIX affectant le réseau HTA <i>Par cause - nombre de coupures</i>	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Part des incidents liés au risque vent sur la totalité des incidents en 2017 (%)
Chute d'arbre par vent	5	10	6	2	35	5	2%
Chute de branche par vent	3	4	2	2	9	8	3%
Effort anormal par tempête de vent ou de pluie	28	54	34	34	126	33	13%
Cause inconnue par grand vent	30	1	4	4	17	4	2%
Total	66	69	46	42	187	50	20%

La part des incidents liés au risque vent correspond à la proportion de chaque cause considérée par rapport au nombre total des incidents Hix ayant affectés le réseau de distribution concédé.

Coupures longues liées à des incidents HIX affectant le réseau HTA <i>Par cause - durée cumulée de coupures</i>	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Part des incidents liés au risque vent sur la totalité des incidents en 2017 (%)
Chute d'arbre par vent	434	788	168	245	4 910	353	2%
Chute de branche par vent	185	261	38	82	974	466	3%
Effort anormal par tempête de vent ou de pluie	1 736	9 621	3 500	2 067	25 838	2 315	16%
Cause inconnue par grand vent	1 550	29	36	78	1 629	136	1%
Total	3 906	10 699	3 742	2 472	33 351	3 270	22%

L'analyse de la durée cumulée de coupure est produite à partir de la somme des NiTi de chaque cause considérée, exprimée en milliers de minutes.

Coupures longues liées à des incidents HIX affectant le réseau HTA <i>Par cause - nombre clients coupés</i>	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Part des incidents liés au risque vent sur la totalité des incidents en 2017 (%)
Chute d'arbre par vent	3 529	8 784	4 273	3 676	29 528	6 116	3%
Chute de branche par vent	4 798	3 475	1 751	1 976	9 217	5 772	2%
Effort anormal par tempête de vent ou de pluie	19 525	56 512	33 309	29 126	133 683	27 887	12%
Cause inconnue par grand vent	23 378	1 355	2 295	1 688	16 439	2 517	1%
Total	51 230	70 126	41 628	36 466	188 867	42 292	18%

Source : Données du contrôle (Naldeo)

5.2.11 La fiabilité du réseau BT

Focus sur la fiabilité du réseau BT aérien concédé par typologie d'ouvrage, toutes causes confondues (TCC) et hors incidents de tiers :

Les incidents sur le réseau BT aérien causés par des tiers représentent plus d'1 incident sur 6 (soit 16% des incidents).

Hors incidents de tiers et toutes causes confondues, le réseau nu de faible section est moins incidentogène (presque 2 fois moins) que le reste du réseau aérien fils nus.

Et le réseau nu est globalement 8 fois plus incidentogène que le réseau torsadé.

Taux d'incident / an / 100 km du réseau Aérien BT														
Année	Nb Inc y.c. Tiers	HORS Incidents TIERS											Incidents TIERS	
		Réseau Aérien		Aérien NU (Toutes Section)		Hors Faible Section		Faible Section		Torsadé		Autres Aérien	Nb Inc	Nb Inc / Lg
		Nb Inc	Nb Inc / Lg	Nb Inc	Nb Inc / Lg	Nb Inc	Nb Inc / Lg	Nb Inc	Nb Inc / Lg Nu FS	Nb Inc	Nb Inc / Lg	Nb Inc		
2013	706	605	8,7	460	24,8	327	33,8	133	15,0	112	2,2	33	101	
2014	541	439	6,4	275	16,1	230	25,5	45	5,6	131	2,5	33	102	
2015	432	362	5,4	236	15,2	201	23,9	35	5,0	108	2,1	18	70	
2016	574	497	7,4	313	22,0	247	31,1	66	10,5	152	2,9	32	77	
2017	507	425	6,4	273	20,5	192	25,3	81	14,1	115	2,2	37	82	

Source : Données Qualité de Fourniture (Enedis)

Focus sur la fiabilité du réseau BT souterrain concédé par typologie d'ouvrage, toutes causes confondues (TCC) et hors incidents de tiers :

Les incidents sur les réseaux aériens souterrains par des tiers représentent plus de 2 incidents sur 5 (soit 45% des incidents).

Taux d'incident / an / 100 km du réseau Souterrain BT											
Année	Nb Inc y.c. Tiers	HORS Incidents TIERS								Incidents TIERS	
		Réseau Souterrain		Dont Câble Aluminium (synthétique et NP)		Dont Câble Cuivre		Autres Souterrain		Nb Inc	Nb Inc / Lg
		Nb Inc	Nb Inc / Lg	Nb Inc	Nb Inc / Lg	Nb Inc	Nb Inc / Lg	Nb Inc			
2013	75	42	1,4	4	0,1	1	12,3	37	33	1,1	
2014	145	77	2,5	7	0,2	1	12,8	69	68	2,2	
2015	94	52	1,7	4	0,1	1	13,1	47	42	1,3	
2016	113	62	1,9	5	0,2	1	13,6	56	51	1,6	
2017	94	52	1,6	2	0,1			50	42	1,3	

Source : Données Qualité de Fourniture (Enedis)

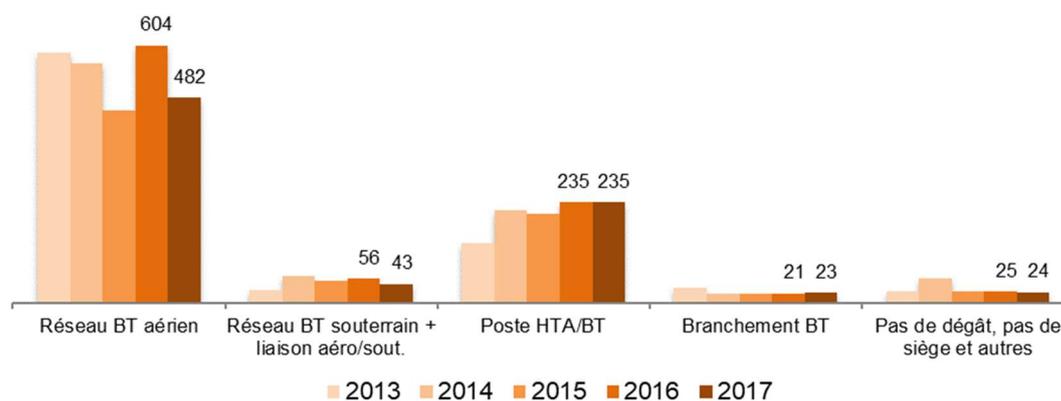
Ne sont pas pris en compte dans les analyses, les incidents dont les sièges n'ont pas été identifiés, classés « Pas de siège » et « Siège en attente d'identification ou non identifié » dans les données du contrôle adressées à l'autorité concédante. Ils représentent 78 incidents BT sur la chronique 2013-2017.

5.2.12 Les sièges et causes des coupures BT pour incidents

Sur la chronique 2012-2017, le réseau BT subit davantage d'incidents que le réseau HTA avec 879 incidents par an en moyenne, contre 309 incidents par an en moyenne pour la HTA.

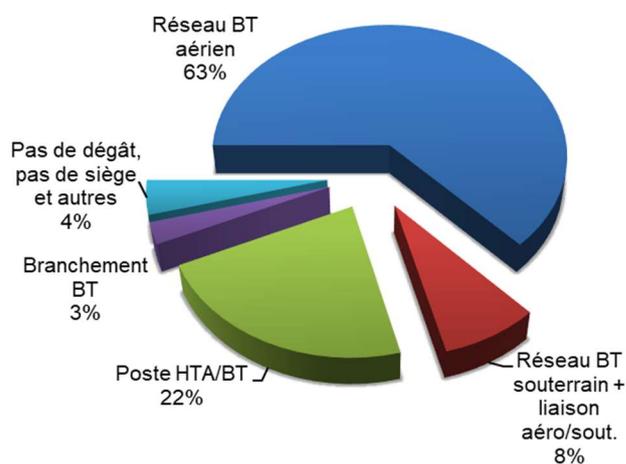
L'analyse des sièges des incidents du réseau BT montre que près de 63% d'entre eux proviennent du réseau aérien.

Nombre de coupures longues de type incidents HIX par siège sur le réseau BT



Source : Données du contrôle (Naldeo)

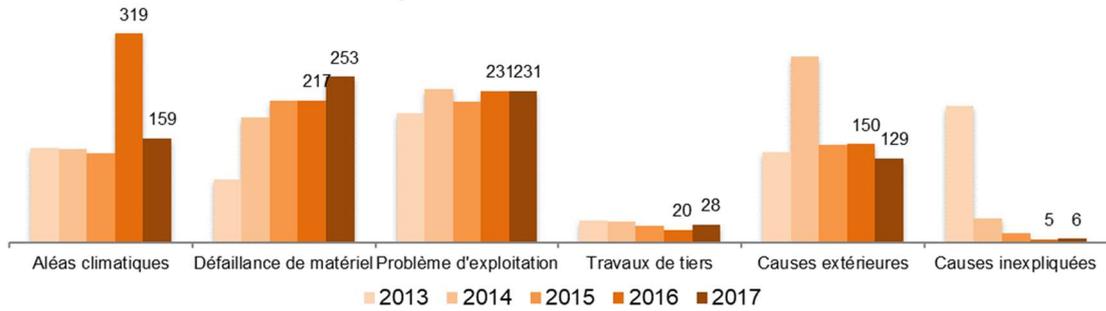
Durée cumulée de coupure pour incidents BT HIX par siège entre 2013-2017 (NiTi tot)



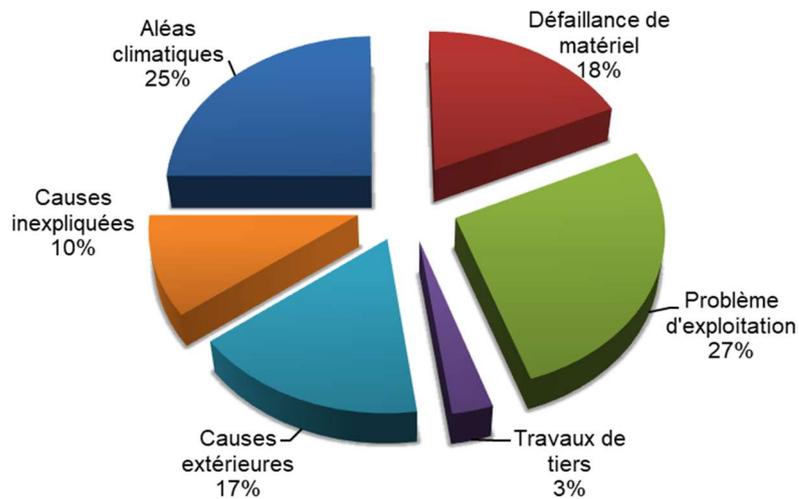
Source : Données du contrôle (Naldeo)

L'analyse des causes des incidents du réseau BT de la concession montre que les aléas climatiques, les défaillances de matériel et les problèmes d'exploitation sont les principales causes des incidents.

Nombre de coupures longues de type incident HIX par cause sur le réseau BT



Durée cumulée de coupure pour incidents BT HIX par cause entre 2013-2017 (NiTi tot)



Source : Données du contrôle (Naldeo)

Pour les incidents BT aériens, l'analyse croisée des sièges et causes sur la période 2013-2017, hors incidents de tiers, présente les résultats suivants :

Analyse des sièges et causes des incidents du réseau BT aérien concédé Période 2013-2017	Climatique	Défaut matériel hors usure	Exploitation	Externe	Usure	Total
Armement	3%	1%	1%	2%	7%	14%
Conducteur nu	36%	1%	4%	14%	8%	62%
Support	1%	0%	0%	2%	0%	4%
Conducteur torsadé	8%	2%	2%	5%	4%	20%
Total	48%	3%	7%	23%	19%	100%

Source : Données Qualité de Fourniture (Enedis)

Sur la période 2013 – 2017 et sur l'ensemble des incidents hors tiers touchant le réseau BT aérien :

- 62% sont localisés sur les conducteurs nus
- 48% sont dus à une cause climatique

Pour les incidents BT souterrains, l'analyse croisée des sièges et causes sur la période 2013-2017, hors incidents de tiers, présente les résultats suivants :

Analyse des sièges et causes des incidents du réseau BT aérien concédé Période 2013-2017	Climatique	Défaut matériel hors usure	Exploitation	Externe	Usure	Total
Accessoires	1%	7%	5%	4%	10%	27%
Boîtes	0%	3%	1%	0%	2%	7%
Câble	0%	1%	1%	3%	3%	9%
Coffrets	2%	4%	7%	9%	11%	33%
Remontée aéro-souterraine	1%	2%	2%	6%	6%	18%
Non identifié	0%	2%	2%	0%	2%	6%
Total	5%	20%	18%	23%	35%	100%

Source : Données Qualité de Fourniture (Enedis)

Sur la période 2013 – 2017 et sur l'ensemble des incidents hors tiers touchant le réseau BT souterrain :

- 60% sont localisés sur les coffrets et les accessoires
- 55% sont dus à des défauts ou usure de matériels

Focus sur incidents BT liés au risque vent :

Les incidents liés à la sensibilité du réseau au vent sont responsables de 19% du nombre d'incidents sur le réseau BT, pour 20% de la durée cumulée de coupure, et 20% du nombre d'utilisateurs coupés en 2017.

Coupures longues liées à des incidents HIX affectant le réseau BT Par cause - nombre de coupures	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Part des incidents liés au risque vent sur la totalité des incidents en 2017 (%)
Chute d'arbre par vent	7	11	13	10	23	20	2%
Chute de branche par vent	6	26	11	27	56	21	3%
Effort anormal par tempête de vent ou de pluie	32	94	112	79	209	112	14%
Cause inconnue par grand vent	-	-	-	-	-	-	0%
Total	45	131	136	116	288	153	19%

Coupures longues liées à des incidents HIX affectant le réseau BT Par cause - durée cumulée de coupures	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Part des incidents liés au risque vent sur la totalité des incidents en 2017 (%)
Chute d'arbre par vent	6	33	62	42	119	47	2%
Chute de branche par vent	4	109	45	92	429	72	3%
Effort anormal par tempête de vent ou de pluie	5	503	333	157	1 039	295	14%
Cause inconnue par grand vent	-	-	-	-	-	-	0%
Total	14	645	440	292	1 588	414	20%

Coupures longues liées à des incidents HIX affectant le réseau BT Par cause - nombre clients coupés	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Part des incidents liés au risque vent sur la totalité des incidents en 2017 (%)
Chute d'arbre par vent	5 680	32 688	62 545	42 159	119 479	47 694	2%
Chute de branche par vent	3 688	109 161	45 614	92 724	430 329	72 264	3%
Effort anormal par tempête de vent ou de pluie	5 765	504 602	334 483	158 700	1 043 292	296 815	14%
Cause inconnue par grand vent	-	-	-	-	-	-	0%
Total	15 133	646 451	442 642	293 583	1 593 100	416 773	20%

Source : Données du contrôle (Naldeo)

5.3 La tenue en tension

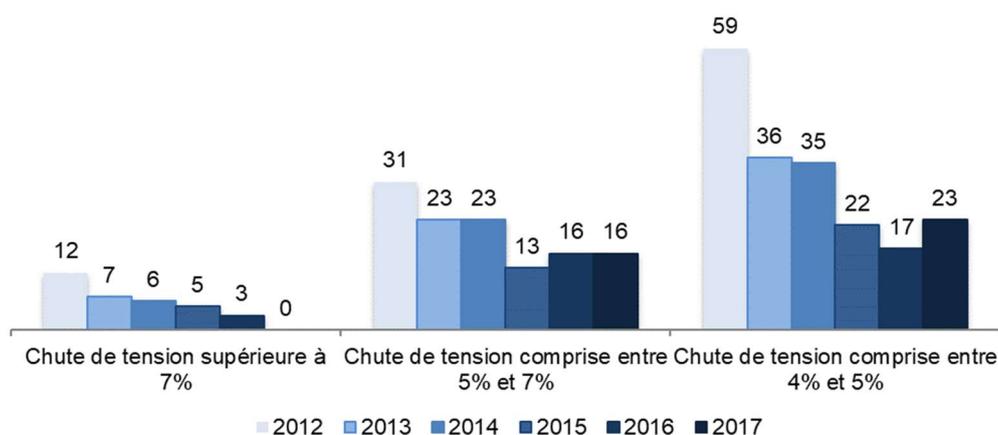
5.3.1 Les départs HTA en contrainte de tension

Selon le plan de tension du concessionnaire, les départs HTA dont la chute de tension est supérieure à 5% doivent être étudiés. Il s'agit d'un facteur d'influence important - en complément du recensement des CMA, des prises à vide des transformateurs HTA/BT, de la présence de résidences secondaires - au sens de l'évaluation de la tenue de tension du réseau de distribution.

Sur la chronique 2012-2017, le nombre de départs HTA dont la contrainte de tension est supérieure à 5% a diminué progressivement de 43 départs en 2012 à 16 départs en 2017.

A fin 2017, il ne reste plus de départ HTA qui soit pénalisé par une contrainte de tension supérieure à 7%.

Nombre de départs HTA en contrainte DU/U>5% ou proches de l'être



Evolution des départs HTA en chute de tension sur la concession	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Chute de tension supérieure à 7%	12	7	6	5	3	0
Chute de tension comprise entre 5% et 7%	31	23	23	13	16	16
Chute de tension comprise entre 4% et 5%	59	36	35	22	17	23
Nb départs HTA en chute de tension > 5%	43	30	29	18	19	16
% départs HTA en chute de tension > 5%	21,2%	14,8%	14,1%	8,2%	8,5%	7,1%

Source : Données du contrôle (Naldeo)

Depuis plusieurs années, 8 départs HTA ont une contrainte de tension supérieure à 5% de façon récurrente sans qu'il ne soit constaté d'amélioration notable. Parmi eux, 4 départs HTA sont exploités avec l'ancien palier de tension de 15-15,75 kV :

Départs HTA	Tension (kV)	Chute de tension HTA max (%)				
		2013	2014	2015	2016	2017
BLAINV	21	8,15%	7,44%	6,15%	5,61%	6,41%
DIELET	21	6,30%	5,71%	5,83%	5,92%	6,36%
LAIROU	15	9,24%	8,21%	9,00%	8,84%	6,96%
LINGRE	15	5,48%	5,02%	6,00%	6,03%	6,40%
PERCY	15,75	7,35%	6,30%	6,29%	6,62%	6,67%
SMLOUP	21	6,42%	5,13%	4,94%	5,41%	6,10%
STPAIR	15	6,65%	6,32%	5,25%	6,95%	5,89%
SURTAI	21	6,44%	5,79%	6,01%	5,54%	6,29%

Source : Données du contrôle (Naldeo)

De même, une vingtaine de départs HTA sont proches d'avoir une chute de tension supérieure à 5% (entre 4% et 5%). En 2017, leur nombre augmente à 23 départs contre 17 l'année précédente.

Liste des 16 départs HTA en contrainte de tension supérieure à 5% à fin 2017 :

Poste Source	Départ HTA	Chute de tension HTA (%)
VILLEDIEU	LANDE D'AIROU	6,96%
VILLEDIEU	PERCY	6,67%
COUTANCES	BLAINVILLE	6,41%
YQUELON	LINGREVILLE	6,40%
TOLMER	DIELETTE	6,36%
YQUELON	SAINT PLANCHERS	6,33%
TOLMER	SURTAINVILLE	6,29%
YQUELON	SAINT MICHEL DES LOUPS	6,10%
YQUELON	SAINT PAIR	5,89%
VILLEDIEU	MESNIL GARNIER	5,65%
COUTANCES	TOURVILLE	5,53%
TOLMER	FIERVILLE	5,47%
YQUELON	SAINT JEAN DES CHAMPS	5,35%
AVRANCHES	ZA DE LA BAIE	5,27%
MESNIL	CONDE SUR VIRE	5,22%
VILLEDIEU	LA COLOMBE	5,03%

Source : Données Qualité de Fourniture (Enedis)

A noter qu'à fin 2018, le nombre de départs HTA en contrainte de tension de plus de 5% s'est réduit à 8 départs : LANDE D'AIROU (7,85%), PERCY (6,98%), TESSY (6,81%), LINGREVILLE (6,09%), SAINT MICHEL DES LOUPS (5,83%), DIELETTE (5,27%), BESLON (5,14%), BLAINVILLE (5,1%).

Le concessionnaire prévoit de résorber une partie des départs HTA avec DU/U > 5 % restant à fin 2018 par la mise en service de nouveaux postes sources alimentant la concession.

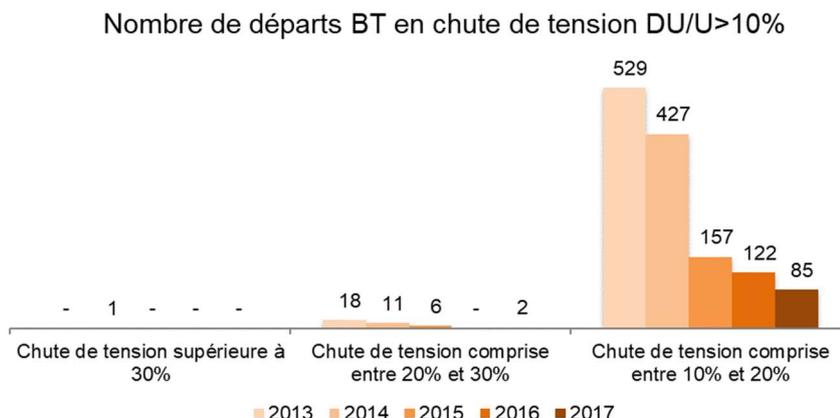
Il s'agit des départs HTA suivants :

Poste source alimentant la concession devant être mis en service prochainement	Poste source du départ HTA en contrainte à fin 2018	Départ HTA en contrainte à fin 2018
GUISLAIN	VILLEDIEU	PERCY
GOUVILLE	COUTANCES	BLAINVILLE

Source : Données Qualité de Fourniture (Enedis)

5.3.2 Les départs BT en chute de tension supérieure à 10%

Sur la chronique 2013-2017, le nombre de départs BT en chute de tension $DU/U > 10\%$ a diminué progressivement de 547 départs en 2013 à 87 départs en 2017.



Evolution des départs BT en chute de tension sur la concession	2013	2014	2015	2016	2017
Chute de tension supérieure à 30%	-	1	-	-	-
Chute de tension comprise entre 20% et 30%	18	11	6	-	2
Chute de tension comprise entre 10% et 20%	529	427	157	122	85
Nb départs BT en chute de tension $> 10\%$	547	439	163	122	87
% départs BT en chute de tension $> 10\%$	2,8%	2,3%	0,8%	0,6%	0,4%

Source : Données du contrôle (Naldeo)

5.3.2 Les départs BT mal alimentés

Sur la chronique 2013-2017, le nombre de départs BT mal alimentés a diminué progressivement de 313 départs en 2013 à 65 départs en 2017.

Evolution du nombre de départs BT mal alimentés (DMA)	2013	2014	2015	2016	2017
Communes rurales	298	199	142	94	59
Communes urbaines	15	9	6	5	6
Total des départs mal alimentés	313	208	148	99	65

En l'absence de moyens permanents de surveillance de la tension chez les utilisateurs, le concessionnaire utilise une méthode d'évaluation statistique de la tenue de tension en tous points du réseau de distribution.

Elle consiste en une estimation, à caractère probabiliste, de la tenue de tension utilisée dans un double objectif :

- Outil de prévision d'un risque de contrainte électrique sur un réseau donné, et de calcul de la validité des renforcements envisagés ;
- Outil statistique d'évaluation globale de la performance d'un ensemble de réseaux et des besoins d'investissements correspondants.

La méthode tient compte de la structure du réseau, de la répartition des consommations et des courbes de charges types, pour donner une évaluation dans des situations défavorables (forte charge en hiver) du nombre d'utilisateurs susceptibles de connaître des tensions en dehors des plages réglementaires prévues.

Depuis 2018, le concessionnaire a fait évoluer sa méthode de calcul statistique des charges du réseau de distribution en prenant en compte la production décentralisée sur le réseau basse tension et les compteurs communicants Linky, afin de fiabiliser les historiques de consommation et les profils de charge utilisés.

Cette évolution a conduit à une rehausse importante, en 2018, du nombre de départs BT en chute de tension supérieure à 10% pour atteindre 278 départs BT mal alimentés en zone rurale notamment.

5.3.3 Les utilisateurs BT mal alimentés (CMA)

Sur la chronique 2012-2017, le nombre d'utilisateurs BT mal alimentés a diminué progressivement de 1410 utilisateurs en 2012 à 239 utilisateurs en 2017 :

Evolution des utilisateurs mal alimentés sur la concession (CMA)	2012	2013	2014	2015	2016	2017
0% > dU/U > -1% (CMA0)	494	462	259	220	170	141
-1% > dU/U > -2% (CMA1)	304	230	131	78	101	23
-2% > dU/U > -3% (CMA2)	201	152	63	35	25	45
dU/U > -3% (CMA3)	411	299	175	142	32	30
Total utilisateurs mal alimentés	1 410	1 143	628	475	328	239

Source : Données du contrôle (Naldeo)

Conséquence du changement de méthode statistique d'estimation des charges du réseau de distribution, le nombre d'utilisateurs BT mal alimentés a été multiplié par 5 à fin 2018 avec 1301 CMA.

5.3.4 L'indicateur réglementaire de continuité d'alimentation

A fin 2017, le taux d'utilisateurs mal alimentés s'établit à 0,10% sur la concession.

Il se répartit entre 0,02% des utilisateurs mal alimentés en zone d'électrification urbaine et 0,14% des utilisateurs mal alimentés en zone d'électrification rurale.

Evolution des taux d'utilisateurs mal alimentés sur la concession (CMA)	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Taux d'utilisateurs mal alimentés	0,65%	0,52%	0,29%	0,20%	0,14%	0,10%
- En zone d'électrification urbaine	0,28%	0,19%	0,06%	0,04%	0,03%	0,02%
- En zone d'électrification rurale	0,84%	0,70%	0,40%	0,28%	0,19%	0,14%

Source : Données du contrôle (Naldeo)

5.4 Interclassement des départs HTA

L'autorité concédante a réalisé un interclassement des départs HTA avec l'objectif de mettre en avant les départs dont les caractéristiques sont susceptibles de conduire à des actions d'amélioration de la qualité de distribution de l'électricité.

Cet interclassement utilise dix critères tels que le nombre d'usagers, la chute de tension maxi, le taux d'aérien, le nombre d'incidents moyen sur 4 ans, la durée moyenne des incidents sur 4 ans, les nombres de coupures brèves, le taux de câbles aériens nus de faibles sections, le taux de câbles souterrains CPI et l'âge moyen.

La liste présente 30 départs HTA.

Principales caractéristiques techniques des infrastructures concernées :

Caractéristiques des départs HTA		Chute de tension HTA max (%)				Longueur 2017	Longueur aérien nu (mètres) 2017	Longueur faible section (mètres) 2017	Nb usagers HTA et BT 2017	Longueur CPI (mètres) 2017	Age moyen (ans) 2017	Linéaires > 60 ans (mètres) 2017
		2014	2015	2016	2017							
		24	19	19	15	70 000	50 000	1 500	3 000	1 000	35	1 000
		11,8%	12,1%	12,1%	9,6%	37	57	3	3	4	3	19
		8 983 274	6 521 082	43 777	223 767	12 324	82 312					
BLAINV	Tension nominale 20 - 21 kV	7,4%	6,1%	5,6%	6,4%	46 481	29 484	-	2 226	-	23,3	522
PICAUUV	Tension nominale 20 - 21 kV	2,1%	2,3%	2,1%	2,6%	75 678	63 288	177	1 194	-	28,3	-
STJEAN	Tension nominale 15 à 16,5 kV	4,9%	4,9%	4,9%	5,3%	77 167	72 710	239	1 560	-	27,9	720
SMLOUP	Tension nominale 20 - 21 kV	5,1%	4,9%	5,4%	6,1%	70 369	44 068	477	2 245	1 336	22,3	-
TURQUE	Deux niveaux de tension	3,1%	3,1%	2,7%	2,9%	70 815	54 282	125	1 110	-	25,7	1 089
CREANC	Tension nominale 20 - 21 kV	5,7%	5,5%	4,5%	4,7%	75 039	43 694	493	1 834	-	23,9	352
SACEY	Tension nominale 20 - 21 kV	1,6%	1,7%	1,7%	1,6%	89 280	65 187	-	1 305	-	26,2	11 305
QUETTE	Tension nominale 20 - 21 kV	3,1%	3,3%	3,3%	3,3%	50 282	42 741	780	1 572	-	26,0	-
S MERE	Tension nominale 20 - 21 kV	3,3%	4,2%	3,3%	2,8%	67 939	53 021	139	1 769	-	26,0	1 046
BARENT	Tension nominale 20 - 21 kV	2,0%	2,1%	2,5%	2,7%	70 757	64 163	348	1 123	155	30,9	4 128
CARTER	Tension nominale 20 - 21 kV	5,7%	1,5%	3,9%	4,0%	38 421	8 924	678	1 578	124	15,0	-
PORTBA	Tension nominale 20 - 21 kV	5,7%	5,6%	5,6%	1,8%	57 247	48 759	-	989	-	32,0	-
MESGAR	Tension nominale 15 à 16,5 kV	4,0%	5,6%	5,4%	5,7%	76 318	58 299	180	1 407	-	25,9	2 885
CRENAY	Tension nominale 20 - 21 kV	1,9%	1,9%	3,6%	3,8%	85 047	72 817	122	1 294	-	31,3	10 342
DIELET	Tension nominale 20 - 21 kV	5,7%	5,8%	5,9%	6,4%	61 186	21 604	361	1 876	-	20,0	-
SIOUVI	Tension nominale 20 - 21 kV	4,4%	4,5%	4,4%	4,6%	66 137	53 333	583	1 594	-	28,9	-
FIERVI	Tension nominale 15 à 16,5 kV	5,1%	4,5%	5,4%	5,5%	61 687	56 249	167	921	-	30,7	-
LAIROU	Deux niveaux de tension	8,2%	9,0%	8,8%	7,0%	107 901	99 635	616	2 125	-	27,1	-
GOHANN	Tension nominale 20 - 21 kV	1,6%	1,6%	1,5%	1,6%	56 939	52 754	-	867	-	29,8	7 080
MARTIN	Tension nominale 20 - 21 kV	1,2%	1,3%	1,3%	1,3%	40 734	33 628	138	1 332	-	33,2	-
TLVAST	Tension nominale 20 - 21 kV	0,0%	2,1%	2,1%	2,2%	55 192	42 626	1 098	1 189	-	26,8	359
JOSEPH	Tension nominale 15 à 16,5 kV	3,4%	3,6%	3,5%	3,4%	27 891	24 636	2 094	497	-	40,4	760
FERMAN	Tension nominale 20 - 21 kV	2,4%	3,4%	3,4%	3,5%	44 769	27 612	128	1 695	-	23,6	-
TESSY	Deux niveaux de tension	5,4%	4,4%	4,2%	4,2%	71 837	59 233	107	1 849	-	24,6	-
SURTAI	Tension nominale 20 - 21 kV	5,8%	6,0%	5,5%	6,3%	82 247	59 619	-	2 388	-	24,9	-
PERCY	Tension nominale 15 à 16,5 kV	6,3%	6,3%	6,6%	6,7%	69 608	53 470	507	1 094	-	28,3	-
QUINEV	Tension nominale 15 à 16,5 kV	3,2%	4,6%	4,5%	4,6%	42 892	35 791	524	964	23	30,8	262
LEVAST	Tension nominale 20 - 21 kV	1,9%	2,0%	2,3%	2,0%	56 880	49 761	392	822	-	32,2	2 533
LTHEIL	Tension nominale 20 - 21 kV	1,7%	1,8%	1,8%	1,9%	45 420	44 578	80	644	-	40,2	829
CR AVR	Tension nominale 20 - 21 kV	2,6%	2,7%	3,1%	3,4%	92 252	85 232	-	1 117	-	26,5	-

Coupages longues, brèves et très brèves constatées sur les infrastructures concernées :

Caractéristiques des départs HTA		Coupages longues incidents HIX								Coupages brèves				Coupages très brèves			
		Nb coupures				NITITOT				Nb coupures				Nb coupures			
		2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017
		5	10	1	24	25	74	32	9	9	9	2	46	46	42	24	
		21	21	35	23	10 979	7	12 487	31	43 004	70	13 263	2	81	81	1 04	72
		150 000															
BLAINV	Tension nominale 20 - 21 kV	1	1	2	1	114 888	82 545	143 728	1 360	2	2	18	1	13	13	21	1
PICAUUV	Tension nominale 20 - 21 kV	2	2	9	5	110 130	43 978	680 345	171 737	-	-	8	5	26	26	9	6
STJEAN	Tension nominale 15 à 16,5 kV	1	-	2	1	111 418	-	320 696	38 690	7	7	-	4	16	16	5	4
SMLOUP	Tension nominale 20 - 21 kV	7	2	2	5	438 949	98 545	136 239	278 780	3	3	8	13	33	33	11	16
TURQUE	Deux niveaux de tension	4	4	2	3	162 355	151 737	408 752	133 784	4	4	10	6	17	17	29	3
CREANC	Tension nominale 20 - 21 kV	1	1	4	1	338 655	38 669	980 749	5 693	4	4	2	3	8	8	5	2
SACEY	Tension nominale 20 - 21 kV	1	3	3	3	76 554	74 925	318 266	119 567	4	4	7	4	70	70	28	25
QUETTE	Tension nominale 20 - 21 kV	4	3	5	2	220 065	609 558	809 232	345 739	26	26	8	1	25	25	21	2
S MERE	Tension nominale 20 - 21 kV	2	1	3	3	221 715	198 809	140 185	388 472	35	35	5	12	52	52	31	38
BARENT	Tension nominale 20 - 21 kV	-	1	4	2	-	74 672	360 265	65 395	17	17	39	7	30	30	42	15
CARTER	Tension nominale 20 - 21 kV	3	2	1	4	242 325	1 521 430	234 299	212 796	3	3	6	10	13	13	10	18
PORTBA	Tension nominale 20 - 21 kV	3	1	5	3	57 665	69 859	2 083 391	135 416	24	24	18	5	61	61	25	10
MESGAR	Tension nominale 15 à 16,5 kV	1	-	2	2	89 067	-	141 024	51 101	10	10	4	6	20	20	27	29
CRENAY	Tension nominale 20 - 21 kV	2	1	5	3	126 017	18 310	432 422	111 183	9	9	14	20	18	18	3	-
DIELET	Tension nominale 20 - 21 kV	1	4	8	1	146 803	173 367	569 833	32 122	3	3	22	3	6	6	19	4
SIOUVI	Tension nominale 20 - 21 kV	-	8	3	3	-	682 873	1 152 608	454 521	3	3	7	9	12	12	33	32
FIERVI	Tension nominale 15 à 16,5 kV	-	1	4	3	-	152 226	2 925 781	135 117	-	-	4	17	12	12	8	31
LAIROU	Deux niveaux de tension	2	1	4	2	27 053	85 281	427 842	69 115	2	2	17	16	40	40	27	33
GOHANN	Tension nominale 20 - 21 kV	1	-	2	2	8 992	-	337 301	48 342	25	25	30	2	42	42	36	8
MARTIN	Tension nominale 20 - 21 kV	6	2	5	3	98 057	68 541	2 051 646	128 409	31	31	5	13	26	26	5	20
TLVAST	Tension nominale 20 - 21 kV	-	3	6	3	-	79 369	1 483 309	243 503	-	-	7	3	-	-	8	4
JOSEPH	Tension nominale 15 à 16,5 kV	1	4	5	2	38 736	35 540	894 819	158 394	9	9	10	6	17	17	13	7
FERMAN	Tension nominale 20 - 21 kV	1	2	6	4	8 100	338 697	1 071 215	401 844	2	2	9	8	4	4	33	17
TESSY	Deux niveaux de tension	2	-	2	4	68 651	-	453 486	255 303	3	3	14	8	16	16	21	38
SURTAI	Tension nominale 20 - 21 kV	4	4	2	2	623 289	534 148	465 307	212 605	9	9	6	20	11	11	31	48
PERCY	Tension nominale 15 à 16,5 kV	-	2	3	-	-	33 112	258 306	-	9	9	27	10	43	43	56	28
QUINEV	Tension nominale 15 à 16,5 kV	1	3	2	4	24 130	218 347	15 900	149 133	7	7	4	17	28	28	40	49
LEVAST	Tension nominale 20 - 21 kV	3	1	2	5	147 238	1 272	326 790	187 340	76	76	-	4	70	70	5	7
LTHEIL	Tension nominale 20 - 21 kV	1	2	2	5	13 450	116 553	148 001	382 381	7	7	3	5	7	7	6	6
CR AVR	Tension nominale 20 - 21 kV	2	6	6	3	43 687	170 119	390 417	66 965	9	9	9	9	53	53	28	22

Source : analyse croisée à partir des données du contrôle (Naldeo)

Pour Enedis, l'interclassement des départs HTA réalisé par l'autorité concédante met en avant certains départs également jugés prioritaires par Enedis.

Toutefois, Enedis ne propose pas d'interclassement multicritères par départ HTA pour cibler les actions potentielles à mettre en œuvre. Les leviers permettant d'améliorer la qualité de fourniture sont dépendants des problématiques observées dont certaines sont localisées.

Pour Enedis, la durée d'amortissement n'est pas un critère d'investissement.

6. CONCLUSIONS DU DIAGNOSTIC TECHNIQUE

6.1 Forces

- Une forte proportion de 80% d'ossatures HTA principales en section 148 mm² aluminium, soit 1034 km à fin 2017 ayant un faible taux d'incidents
- Un faible stock de réseaux HTA en technologies incidentogènes telles que l'aérien de faibles sections (0,6% du réseau aérien, soit 45,3 km), et le souterrain en câbles papier imprégné (0,5% du réseau souterrain, soit 13,7 km)
- Un bon taux d'équipement du réseau HTA en OMT
- La rénovation d'une partie des départs HTA, dont la chute de tension est supérieure à 5%, dans le cadre de la mise en service de nouveaux postes sources devant ramener la concession en dessous de la moyenne constatée dans des départements comparables.
- Une résorption rapide du réseau BT aérien nu et de faibles sections en communes rurales
- Une qualité de distribution de l'électricité des communes comprises entre 10 000 et 100 000 habitants (zones Z2), de niveau équivalent à la moyenne nationale (crit B HIX hors RTE et fréquence de coupures longues incidents HTA)
- Un taux d'incidents HTA souterrain comparable à la moyenne nationale
- La baisse régulière des usagers mal alimentés jusqu'à fin 2017
- Un temps de coupure pour interventions planifiées stable et maîtrisé, entre 14 min et 24 min par an
- La mise en service de 3 postes sources permettra d'améliorer la qualité de tension de certains départs HTA à court terme

6.2 Risques

- Le taux d'enfouissement du réseau HTA est inférieur à la moyenne nationale
- Le réseau de distribution est sensible aux aléas climatiques récurrents et exceptionnels
- Une façade maritime importante avec 1200 km de réseau HTA aérien exposés dans la zone de vent fort de plus de 170 km/h et 221 km en risque vent avéré à fin 2017
- Une forte proportion de départs HTA de grande longueur
- Près de 35% des départs ruraux utilisant le palier de tension (15kV à 16,5 kV)
- Une forte quantité d'ouvrages HTA nécessitant une attention particulière : câbles aériens de sections 37,7 mm² acier/aluminium (15,4% du réseau aérien) et 20 000 poteaux bois
- Une proportion de réseau BT sécurisés inférieure à la moyenne nationale avec 13,4% de réseaux aériens nus
- 16 départs HTA ayant une chute tension supérieure à 5% à fin 2017 (8 départs à fin 2018)

- Une durée moyenne de coupure par usager BT toutes causes confondues et hors interruptions dont l'origine est le réseau de transport (critère B TCC hors RTE), pour les communes rurales et de petites agglomérations (zones de desserte Z1 et Z2), plus de 2 fois supérieure à la moyenne nationale sur la période 2013-2017
- Une durée moyenne de coupure par usager BT hors événements exceptionnels et hors interruptions dont l'origine est le réseau de transport (critère B HIX hors RTE), pour les communes rurales de moins de 10 000 habitants (zone de desserte Z1), supérieur à la moyenne nationale sur la période 2013-2017 (mais inférieur à la moyenne nationale si l'on ne prend pas en compte l'année 2016)
- Le Nord Cotentin et le Mortainais sont les 2 zones présentant les critères B et fréquence de coupure les plus élevés
- Un taux d'incidents HTA aérien supérieur à la moyenne nationale dont près de 46% sont liés au climatique
- La visibilité de l'amélioration de la qualité de la fourniture (incident-continuité) risque de ne pas être perceptible rapidement au travers des indicateurs techniques tels que le critère B ou le Décret Qualité.
- Les indicateurs techniques exprimant la qualité perçue par l'utilisateur ne permettront pas à eux seuls de valoriser les actions engagées sur la qualité du réseau concédé. Ils doivent être épaulés par une communication sur le traitement concret de zones au fur et à mesure de l'avancement des travaux de modernisation et de désensibilisation du réseau.

6.3 Conclusion

Le présent diagnostic technique partagé entre Enedis et le SDEM50 permet de converger sur des priorités et vers des orientations qualitatives quant à la desserte du territoire concessif, ce qui permet ainsi d'appréhender les ambitions communes, puis les valeurs repère à mettre en œuvre dans le cadre du schéma directeur des investissements (SDI) et des plans pluriannuels d'investissement (PPI).

Annexe 1 : lexique

AL :

Abréviation d'aluminium, métal constituant certains conducteurs du réseau électrique.

AM :

Abréviation d'almélec, alliage de métaux constituant certains conducteurs du réseau électrique.

Boîte de jonction :

Élément du réseau électrique permettant de connecter entre eux deux câbles électriques souterrains. On distingue les boîtes de jonction dites « de transition » qui connectent des câbles de technologie CPI à des câbles de technologie synthétique.

BT :

Domaine Basse Tension. Concerne les installations électriques dans lesquelles la tension excède 50 V sans dépasser 1 000 V en courant alternatif.

Coupures brèves :

Coupures du réseau de distribution électrique de moins de 3 minutes (temps de manœuvre des OMT)

Coupures longues :

Coupures du réseau de distribution électrique de plus de 3 minutes.

CPI :

Câble à isolation en Papier Imprégné. Désigne une ancienne technologie de câbles souterrains dont l'isolant est imprégné dans de l'huile.

Critère B :

Temps moyen de coupure (en minutes) par habitant sur une zone donnée.

CU :

Abréviation de cuivre, métal constituant certains conducteurs du réseau électrique.

Départ HTA :

Désigne un circuit électrique HTA en aval d'un disjoncteur HTA et qui alimente en électricité les postes électriques.

DREAL :

Direction Régionale de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement

HIX :

« hors événements exceptionnels », c'est-à-dire sans compter les événements de plus de 100 000 clients coupés lors d'un phénomène climatique dont la durée de retour est supérieure ou égale à 20 ans ou événement classé en catastrophe naturelle. La durée de retour supérieure ou égale à 20 ans signifie « qui ne s'est pas produit à un tel niveau durant les 20 dernières années ».

HTA :

Domaine « haute tension A » ou moyenne tension (MT). Concerne les installations électriques dans lesquelles la tension excède 1 000 V sans dépasser 50 000 V en courant alternatif.

HTB :

Domaine « haute tension B » ou haute tension (HT). Concerne les installations électriques dans lesquelles la tension excède 50 000 V.

OMT :

Organe de Manœuvre Télécommandée.

PAC :

Plan Aléa Climatique

Poche OMT :

Poste HTA/BT :

Poste de transformation de la tension du domaine HTA vers le domaine BT.

Poste Source (PS) :

Poste de transformation de la tension du domaine HTB vers le domaine HTA

RTE :

Réseau de Transport de l'Électricité. Désigne à la fois le réseau HTB français et l'entreprise qui en a la charge.

RPDE :

Réseau Public de Distribution d'Électricité. Désigne le réseau d'électricité exploité par Enedis.

SRRREnR, S3REnR : Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables

TCC :

Toutes Causes Confondues.

Annexe 2 : Table du réseau HTA aérien de la concession par technologie (métal-section-année de pose) en km à fin 2017

Section Année	AA				AM								CU								Total	
	37,7	54,6	69,3	116,2	22	34,4	54,6	75,5	117	148,1	228	7,1	12,4	14,1	19,6	22	29,3	38,2	48,3	59,7		74,9
1946													1,2	0,3	7,0	0,6	3,4					12,4
1947													0,4		0,6		0,8					1,7
1948			10,3													3,4						13,7
1949																12,1						12,1
1950														0,8	0,1		1,4					2,2
1951													0,5			0,6	1,6					2,7
1952													1,1									1,1
1953													0,4		1,1			0,2				1,6
1954													0,1	0,1	2,8		0,7	0,1	0,3	10,1		14,1
1955						0,8							0,0			1,6	3,0	4,2			11,5	21,1
1956	0,6			5,1		0,2							0,4	0,4		1,0	4,1	4,7				16,4
1957	1,2					0,6							0,1	1,7		0,6	4,0			2,1		10,3
1958				2,7		0,1		2,2						0,2		0,2	0,1	0,9	3,4	8,5		18,1
1959	0,1			4,3	0,1	2,4	0,2	0,1					0,5	0,4	3,7	10,2	1,2	2,8	0,3			26,4
1960	0,5					0,5	0,4					0,2	4,0	0,3	0,5	4,7	0,2	1,3	6,3	7,7		26,6
1961	1,2												0,3	0,8		0,2						2,6
1962	1,9					0,5	0,2						0,5	0,1	0,1	1,6	0,2	19,3				24,5
1963	0,3					3,9	0,1						1,6	0,1	1,3	8,6	4,0	3,6			0,1	23,4
1964	0,4					2,0						0,1	3,3	0,7		9,7	8,0	8,9	9,5			42,5
1965	0,9					7,4	0,4	0,9					0,9	0,2		1,9	3,6					16,3
1966	0,3					2,6	0,2			3,5			0,4	0,2		1,9	2,0	7,0				18,1
1967	6,6					7,4	3,3			3,3			0,4	0,9		2,5	2,7					27,1
1968	6,4					20,1	0,1	0,9	4,3	18,8		0,1	0,3	0,2		0,1					0,1	51,2
1969	3,1					24,0	0,2	0,8	29,7	6,7			0,2	0,2		1,1					8,7	74,7
1970	16,3					21,6	0,9			24,3			0,5	1,7	0,0	0,1	0,6					65,9
1971	26,8					12,4	2,0	1,9		48,7				0,6	0,2		2,3	0,1				94,9
1972	42,5					3,2	0,4					0,1	0,0	1,5	0,4		0,1					48,1
1973	159,3	0,7				3,4	2,9			11,8			1,1	0,9		0,1	0,2					180,3
1974	221,9					7,9	5,7	0,2	0,1	27,5	1,6		0,1	2,1		0,3		0,8				268,3
1975	123,6					6,4	6,7	6,8		22,1			0,1	1,0	0,0	1,9	0,2					168,9
1976	100,4					2,8	9,1	9,0		18,3			0,2	0,8	1,3	0,1						142,0
1977	48,5					0,5	4,3	9,6		25,6				0,3			0,0					88,9
1978	66,9					1,1	13,6	1,7		38,6		0,1		0,3		0,3	0,4	0,2			0,1	123,2
1979	72,7	0,1			0,1	0,4	58,7	14,9		99,1	9,9	0,2	0,1	0,2	1,8			0,5				258,8
1980	42,6					1,0	114,7			12,1		0,1	0,1	0,6				0,4				171,5
1981	11,4					0,8	91,9	6,0		31,8		0,1	0,6	0,2		0,5	1,3			1,5		146,2
1982	6,2		0,5				157,2	1,4		47,4			0,0	0,1		0,4		0,3			0,1	213,5
1983	3,8					2,0	191,9	4,9		41,8		0,1	0,1	0,1		0,3		0,6				245,5
1984	4,1					2,4	228,7	5,8	2,0	37,8			0,1	0,1		0,1						280,9
1985	12,9		0,6			2,8	234,4	0,1		95,7			0,4	0,3		0,4	0,5	0,7			0,5	349,3
1986	6,7					3,1	197,9	2,5		39,3			0,9			0,7						251,1
1987	7,1					2,1	342,2			47,3	6,5		0,2	0,0								405,4
1988	9,7					4,0	219,9	5,2		53,0	4,2	0,2	1,1	0,1	0,5	0,2	0,6					298,7
1989	12,6					0,9	242,0	1,2		74,0				0,1		0,1	1,5					332,4
1990	3,5					1,4	214,5			80,2			0,5	0,8		0,0	0,5					301,5
1991	2,0					0,0	132,2			22,4												156,6
1992	1,6					1,9	278,0	0,1		78,0		0,3	0,6	0,1						0,2		360,7
1993	0,7					0,6	239,4			10,1		0,1				0,1	0,4					251,5
1994	0,1			2,7		1,3	253,2			12,3		0,0										269,6
1995	1,9					0,8	99,7			0,6				0,2								103,2
1996	0,7					0,2	126,3						0,1	0,4								127,7

1997	0,8					64,7			0,5			0,6							66,6
1998						0,5	90,9					0,1							91,5
1999	0,1						41,7						0,0						41,8
2000	0,7					0,1	16,8												17,5
2001							51,6					0,1							51,8
2002							38,0												38,0
2003							7,1												7,1
2004							13,3												13,3
2005						0,0	14,8												14,9
2006							29,3								0,3				29,6
2007							23,3		0,4										23,7
2008						0,2	24,5												24,7
2009							28,1												28,1
2010							16,1												16,1
2011							13,5												13,5
2012							12,4	0,2											12,6
2013							4,6		0,4										5,0
2014							8,2		0,1										8,2
2015		0,1					7,0												7,1
2016		0,0				0,0	14,1												14,1
2017							14,5		0,4										14,8

Source : Données réseau (Enedis)

Annexe 3 : Table du réseau HTA souterrain de la concession par technologie (type d'isolant-métal-section-année de pose) en km à fin 2017

Section Année	AL					CU			Total
	50	75	95	150	240	22	50	240	
1955							0,0		0,0
1959		0,3		0,1					0,3
1960		0,0		0,0					0,0
1962				0,6					0,6
1965		0,9							0,9
1966			0,2	1,4			0,0		1,6
1968			0,3	1,3					1,6
1969		0,1	0,3	1,5					1,9
1970			0,1	0,8			0,0		0,8
1971				1,5					1,5
1972				1,1	0,1				1,2
1973				1,0					1,0
1974	0,0			1,0			0,1		1,1
1975			0,6	0,9					1,5
1976			0,0	5,0	0,4				5,5
1977	0,1		0,5	2,3					2,8
1978			0,1	3,0			0,0		3,2
1979			0,6	7,6			0,1		8,2
1980			2,0	7,2	0,4	0,1			9,6
1981			0,8	8,0	0,7				9,4
1982	0,0		0,3	7,1	0,6				8,0
1983			1,4	9,5	0,2				11,1
1984	0,0		0,7	12,0	0,3				13,0
1985			1,6	22,3	2,0				25,9
1986			1,4	12,7					14,1
1987			1,5	14,3			0,0		15,9
1988			3,7	37,5	4,6				45,8
1989			3,2	37,0	13,8				54,1
1990			1,1	39,3	1,9				42,3
1991			2,4	18,0	2,3				22,7
1992	1,5		3,9	125,4	0,5				131,4
1993			3,3	91,1	10,7		0,0		105,1
1994			5,3	161,2	9,4				175,8
1995			10,4	99,5	0,2				110,1
1996			11,6	113,6					125,3
1997			12,6	71,6	5,9				90,1
1998			18,8	86,6	1,6				107,0

1999			21,9	63,8	2,5				88,2
2000			15,9	46,4	2,4				64,6
2001			14,6	62,4	0,5				77,5
2002			29,1	51,4	7,3				87,7
2003			11,5	22,6	0,1				34,2
2004			17,5	27,8	13,0				58,3
2005			10,7	25,7	4,6				40,9
2006			19,7	33,8	3,3			9,4	66,3
2007			13,5	27,1	0,5				41,1
2008			17,8	43,1	24,7				85,5
2009			18,7	51,8	3,8				74,4
2010			38,6	48,7	13,2				100,4
2011			28,4	43,8	17,6				89,8
2012			28,7	49,0	59,0				136,7
2013			16,0	48,8	41,8				106,5
2014			15,7	68,0	3,5				87,2
2015			18,7	31,1	60,2				110,0
2016			15,2	45,8	14,9				75,9
2017			9,1	43,8	11,7				64,7

Source : Données réseau (Enedis)

Annexe 4 : Linéaire HTA souterrain en papier imprégné (CPI) en mètres à fin 2017

Libellé INSEE	Code INSEE	Nom du Poste Source	Nom du départ HTA	Année	Métal	Section	Isolation	Longueur souterrain CPI (mètres)
AGNEAUX	50002	AGNEAUX	STLO N	1974	AL	150	PM	53
AGON-COUTAINVILLE	50003	COUTANCES	AGON	1968	AL	95	PU	154
AGON-COUTAINVILLE	50003	COUTANCES	TOURVI	1973	AL	150	PM	646
BARENTON	50029	MORTAIN	BARENT	1976	AL	95	PM	8
BARENTON	50029	MORTAIN	BARENT	1977	AL	50	PM	8
BARENTON	50029	MORTAIN	BARENT	1977	AL	95	PM	139
BARNEVILLE-CARTERET	50031	TOLMER	BARNEV	1976	AL	150	PM	686
BARNEVILLE-CARTERET	50031	TOLMER	CARTER	1977	AL	150	PM	124
BEAUCHAMPS	50038	VILLEDIEU	CHAMPR	1978	AL	95	PM	39
BREHAL	50076	YQUELON	BREVIL	1969	AL	95	PU	241
CAMETOURS	50093	AGNEAUX	STGILL	1977	AL	95	PM	29
CARENTAN	50099	ALERIE	BAUMON	1975	AL	150	PM	303
CARENTAN	50099	ALERIE	BAUMON	1977	AL	150	PM	98
CARENTAN	50099	ALERIE	CAR CE	1972	AL	150	PU	105
CARENTAN	50099	ALERIE	CAR CE	1975	AL	150	PM	570
CARENTAN	50099	ALERIE	CAR CE	1977	AL	150	PM	152
CHEF-DU-PONT	50127	ALERIE	C PONT	1970	AL	95	PU	54
CHEF-DU-PONT	50127	ALERIE	C PONT	1976	AL	95	PM	40
COUTANCES	50147	COUTANCES	COU T C	1973	AL	150	PM	193
COUTANCES	50147	COUTANCES	COU T E	1977	AL	50	PM	67
COUTANCES	50147	COUTANCES	COU T E	1977	AL	150	PM	19
COUTANCES	50147	COUTANCES	COU T O	1966	CU	50	PU	13
COUTANCES	50147	COUTANCES	R STLO	1977	AL	150	PM	89
DONVILLE-LES-BAINS	50165	YQUELON	DONVIL	1962	AL	150	PC	66
DONVILLE-LES-BAINS	50165	YQUELON	DONVIL	1975	AL	95	PM	583
DUCEY	50168	AVRANCHES	LAITRI	1970	AL	150	PM	55
GRANVILLE	50218	YQUELON	DONVIL	1962	AL	150	PC	149
GRANVILLE	50218	YQUELON	DONVIL	1966	AL	150	PU	209
GRANVILLE	50218	YQUELON	DONVIL	1969	AL	150	PU	321
GRANVILLE	50218	YQUELON	H MONO	1972	AL	150	PU	40
GRANVILLE	50218	YQUELON	S MLOUP	1976	AL	150	PM	764
GRANVILLE	50218	YQUELON	S NICO	1962	AL	150	PC	427
GRANVILLE	50218	YQUELON	S NICO	1966	AL	150	PU	144
GRANVILLE	50218	YQUELON	S NICO	1968	AL	150	PU	647
GRANVILLE	50218	YQUELON	S NICO	1971	AL	150	PU	211
GRANVILLE	50218	YQUELON	S NICO	1972	AL	150	PU	514
GRANVILLE	50218	YQUELON	S NICO	1974	AL	150	PM	81
GRANVILLE	50218	YQUELON	S NICO	1976	AL	150	PM	619
GRANVILLE	50218	YQUELON	VALESF	1966	AL	150	PU	748
GRANVILLE	50218	YQUELON	VALESF	1969	AL	150	PU	487
LA HAYE-DU-PUITS	50236	HAYE-DU-PUITS (LA)	H PUIT	1976	AL	150	PM	19
LES PIEUX	50402	TOLMER	LPIEUX	1972	AL	150	PU	151
LESTRE	50268	HUBERVILLE	QUINEV	1976	AL	150	PM	23

LE VAL-SAINT-PERE	50616	AVRANCHES	Z.I.	1976	AL	150	PM	41
MONTEBOURG	50341	HUBERVILLE	S MARC	1978	AL	150	PM	396
PERIERS	50394	PERIERS	PERIER	1978	AL	150	PM	128
PIROU	50403	PERIERS	PIROU	1977	AL	95	PM	3
PONTORSON	50410	BOUCEY	MICHEL	1977	AL	95	PM	246
PONTORSON	50410	BOUCEY	PONTNO	1960	AL	75	PU	8
PONTORSON	50410	BOUCEY	PONTNO	1969	AL	75	PU	84
PONTORSON	50410	BOUCEY	PONTNO	1969	AL	95	PU	88
PONTORSON	50410	BOUCEY	PONTSU	1959	AL	75	PC	253
PORTBAIL	50412	HAYE-DU-PUITS (LA)	OURVIL	1974	AL	50	PM	22
PORTBAIL	50412	HAYE-DU-PUITS (LA)	OURVIL	1975	AL	95	PM	26
SAINT-BRICE-DE-LANDELLES	50452	LAIRON	SAVIGN	1978	CU	50	PM	47
SAINT-GILLES	50483	AGNEAUX	MARIGN	1972	AL	150	PU	40
SAINT-HILAIRE-DU- HARCOUET	50484	LAIRON	LEHEC	1968	AL	95	PM	137
SAINT-MARTIN-DE- LANDELLES	50515	LAIRON	S MART	1973	AL	150	PM	40
SAINT-PAIR-SUR-MER	50532	YQUELON	STPAIR	1969	AL	150	PU	711
SAINT-PIERRE-DE- COUTANCES	50537	COUTANCES	COU O	1966	CU	50	PU	26
SAINT-POIS	50542	MORTAIN	MOJOIE	1970	CU	50	PU	13
SAINT-SAUVEUR-LE-VICOMTE	50551	HAYE-DU-PUITS (LA)	RAUVIL	1980	CU	22	PC	76
SAINT-SAUVEUR-LE-VICOMTE	50551	HAYE-DU-PUITS (LA)	S SAUV	1974	CU	50	PM	54
SAINT-SENIER-SOUS- AVRANCHES	50554	AVRANCHES	Z.I.	1972	AL	150	PU	15
SAINT-SENIER-SOUS- AVRANCHES	50554	AVRANCHES	Z.I.	1978	AL	150	PM	388
SAINT-SYMPHORIEN-LE- VALOIS	50558	HAYE-DU-PUITS (LA)	H PUIT	1960	AL	150	PC	8
VILLEDIEU-LES-POELES	50639	VILLEDIEU	RTE AV	1977	AL	150	PM	207
YQUELON	50647	YQUELON	SMLOUP	1976	AL	150	PM	572

Source : Données du contrôle (Naldeo)

Annexe 5 : Linéaire à risques avérés Plan Aléas Climatiques (PAC) par départ HTA et par nature de risque à fin 2017 (en mètres)

Départ	PS	Vent	Bois	FS	Total
STGILL	AGNEAUX		1022	22	1044
CERISY	AGNEAUX		146	123	269
SAMSON	AGNEAUX		92		92
HEBECR	AGNEAUX			117	117
M/ELLE	AGNEAUX		24		24
DANGY	AGNEAUX		58	815	873
PHEBER	AGNEAUX			381	381
J DAYE	AGNEAUX		731	544	1275
TURQUE	ALERIE	6365		125	6490
S MARI	ALERIE	2595			2595
C PONT	ALERIE	594		51	645
ST LO	ALERIE	1493	1856	798	4147
MEAUTI	ALERIE			27	27
VEYS	ALERIE	10299		40	10339
AUVERS	ALERIE			190	190
CHAUSS	AVRANCHES		195		195
MONVIR	AVRANCHES		284	520	804
BRAFAI	AVRANCHES		142	322	464
GOHANN	AVRANCHES		222		222
ZABAIE	AVRANCHES	4629		333	4962
CAROLL	AVRANCHES	3715		100	3815
POILEY	AVRANCHES			485	485
DUCEY	AVRANCHES		339	579	918
PRECEY	AVRANCHES	13792		44	13836
SOSVIN	AVRANCHES		725	2670	3395
CELAND	AVRANCHES		642		642
VAINS	AVRANCHES	1794			1794
FLOTTE	BACCHUS	3812		582	4394
VASTEY	BACCHUS	9349	1496	199	11044
JOBOUR	BACCHUS	286			286
DIGULL	BACCHUS	1594	253	14	1861
QUERQU	BACCHUS	228			228
PONTNO	BOUCEY	862			862
CR AVR	BOUCEY	690	1217		1907
MICHEL	BOUCEY	8782			8782

VESSEY	BOUCEY		154	51	205
SACEY	BOUCEY	645	551		1196
STJAME	BOUCEY		355		355
VIRAND	CHERBOURG		25	260	285
LALOGÉ	CHERBOURG		81	337	418
GRATOT	COUTANCES	14259			14259
MONTHU	COUTANCES		257	271	528
AGON	COUTANCES	1030	1292		2322
REGNEV	COUTANCES	1556	387	80	2023
QUETRE	COUTANCES	6188		6173	12361
COURCY	COUTANCES		266	433	699
TRELLY	COUTANCES	901		104	1005
BLAINV	COUTANCES	5215	230		5445
RONCEY	COUTANCES			225	225
MPINCH	COUTANCES		118	32	150
BRETTE	HAYE-DU- PUITS (LA)	3806	217		4023
PORTBA	HAYE-DU- PUITS (LA)	18953		298	19251
CARENT	HAYE-DU- PUITS (LA)		799	146	945
RAUVIL	HAYE-DU- PUITS (LA)		886	458	1344
BESNEV	HAYE-DU- PUITS (LA)		829		829
H PUIT	HAYE-DU- PUITS (LA)			93	93
CREANC	HAYE-DU- PUITS (LA)	9504	399	685	10588
S SAUV	HAYE-DU- PUITS (LA)		958		958
DENNEV	HAYE-DU- PUITS (LA)	1267			1267
QUINEV	HUBERVILLE	5011	279	495	5785
PICAUV	HUBERVILLE			177	177
JOSEPH	HUBERVILLE			2105	2105
S MERE	HUBERVILLE			139	139
QUETTE	HUBERVILLE	1821	321	780	2922
LEVAST	HUBERVILLE	3440	229	392	4061

MTAIGU	HUBERVILLE		145	767	912
COLOMB	HUBERVILLE			310	310
LTHEIL	HUBERVILLE		613	80	693
YVETOT	HUBERVILLE			150	150
S MARC	HUBERVILLE	1760		60	1820
SAVIGN	LAIRON		602	366	968
PARIGN	LAIRON			840	840
M THEB	LAIRON		1071	199	1270
S MART	LAIRON		503	140	643
MONTGO	LAIRON		635	368	1003
MANCEL	MESNIL			46	46
TESSY	MESNIL		436	107	543
S JEAN	MESNIL			168	168
BERIGN	MESNIL		382	647	1029
CONDE	MESNIL			335	335
DONJEA	MESNIL		1056	297	1353
GIEVIL	MESNIL			271	271
FONTEN	MORTAIN		129	110	239
HUSSON	MORTAIN		148		148
MORT N	MORTAIN		740	24	764
BARENT	MORTAIN		516	308	824
MORT S	MORTAIN		245		245
REFFUV	MORTAIN		153	204	357
GER	MORTAIN		1942	1558	3500
SOURDE	MORTAIN		132		132
CRENAY	MORTAIN		636	122	758
ST CYR	MORTAIN			309	309
TEILL	MORTAIN			283	283
BROUAI	MORTAIN		2300	116	2416
VCHIEN	MORTAIN		245		245
MOJOIE	MORTAIN		2799	158	2957
FPORET	MORTAIN		1731	455	2186
LDELIN	PERIERS			386	386
PERIER	PERIERS			46	46
CAMBER	PERIERS		237	130	367
SAINTE	PERIERS			190	190
GORGES	PERIERS		79		79
LESSAY	PERIERS	2056	158	159	2373
PIROU	PERIERS	2832	606	134	3572

HAUTTE	PERIERS		205	50	255
SURTAI	TOLMER	7586	753		8339
SIOUVI	TOLMER	13456	505	583	14544
STMAUR	TOLMER	8697	88	462	9247
FIERVI	TOLMER	457	885	150	1492
SOTEVA	TOLMER		505		505
MARTIN	TOLMER		762	138	900
MENUEL	TOLMER		2075	512	2587
VRETOT	TOLMER	3971	909	678	5558
DIELET	TOLMER	7132		361	7493
NEHOU	TOLMER		116	213	329
TLVAST	TOLMER		25	1098	1123
MESNIL	TOURLAVILLE		564	114	678
CARNEV	TOURLAVILLE		316	346	662
PERNEL	VALCANVILLE	3753	1224	770	5747
FERMAN	VALCANVILLE	763	1021	128	1912
BARFLE	VALCANVILLE	1511			1511
TOCQUE	VALCANVILLE		201	80	281
STPIER	VALCANVILLE	970	1144	252	2366
SVAAST	VALCANVILLE			177	177
ROUFFI	VILLEDIEU		515	68	583
CHAMPR	VILLEDIEU			95	95
GAVRAI	VILLEDIEU		167	1316	1483
LAIROU	VILLEDIEU			616	616
PERCY	VILLEDIEU		300	507	807
GOUVET	VILLEDIEU		41		41
COLOMB	VILLEDIEU			405	405
LATRIN	VILLEDIEU			791	791
FOULRI	VILLEDIEU			43	43
CHEREN	VILLEDIEU		705		705
HAMBYE	VILLEDIEU		458	887	1345
MESGAR	VILLEDIEU		855	180	1035
COULOU	VILLEDIEU		39	30	69
BREHAL	YQUELON	2589	237		2826
STPAIR	YQUELON	155			155
LINGRE	YQUELON	9414	532	112	10058
JULLOU	YQUELON		169	712	881
S PLAN	YQUELON	1738	256		1994
STJEAN	YQUELON	5227	324	239	5790

SMLOUP	YQUELON	2357	889	477	3723
KAIRON	YQUELON	582			582

Source : Données réseau (Enedis)

Annexe 6 : Liste des OMT par départ HTA à fin 2017

Nom du poste source	Libellé court du départ	Nombre d'organe de manoeuvre télécommandé Hors bouclage	Nombre d'organe de manoeuvre télécommandé bouclage
AGNEAUX	AGNEAU	1,0	0,5
AGNEAUX	STGILL	5,0	0,5
AGNEAUX	CERISY	6,0	0
AGNEAUX	SAMSON	10,0	0,5
AGNEAUX	HEBECE	5,0	1,5
AGNEAUX	BAUDRE	4,0	1,5
AGNEAUX	M/ELLE	7,0	0,5
AGNEAUX	CROIXC	1,0	0,5
AGNEAUX	DANGY	7,0	1,0
AGNEAUX	PHEBER	7,0	1,0
AGNEAUX	STLO N	6,0	0,5
AGNEAUX	ZONE I	6,0	0,5
AGNEAUX	CANISY	6,0	0,5
AGNEAUX	MARIGN	5,0	0,5
AGNEAUX	J DAYE	5,0	1,0
ALERIE	TURQUE	5,0	0,5
ALERIE	S MARI	1,0	0,5
ALERIE	BAUMON	5,0	0,5
ALERIE	CAR ZI	3,0	0,5
ALERIE	C PONT	5,0	0
ALERIE	ISIGN2	5,0	1,0
ALERIE	CAR CE	2,0	1,0
ALERIE	LAITE1	0	0
ALERIE	MEAUTI	3,0	1,5
ALERIE	AUVERS	2,0	1,0
ALERIE	SANOFI	0	0
AVRANCHES	GENDAR	3,0	1,5
AVRANCHES	CHAUSS	3,0	1,0
AVRANCHES	MONVIR	4,0	0,5
AVRANCHES	Z.I.	3,0	1,5
AVRANCHES	BRAFAI	7,0	1,0
AVRANCHES	GOHANN	5,0	1,5
AVRANCHES	ZABAIE	9,0	1,0
AVRANCHES	CAROLL	7,0	1,5
AVRANCHES	POILEY	4,0	1,0
AVRANCHES	DUCEY	4,0	2,0
AVRANCHES	PRECEY	8,0	1,5
AVRANCHES	SOSVIN	4,0	1,0
AVRANCHES	LEMOTE	3,0	1,5
AVRANCHES	LAITRI	2,0	0,5
AVRANCHES	CELAND	2,0	0,5
AVRANCHES	BRECEY	5,0	0,5
AVRANCHES	VAINS	5,0	0,5
BACCHUS	FLOTTE	2,0	0
BACCHUS	VASTEY	11,0	0
BACCHUS	JOBOUR	2,0	1,0
BACCHUS	DIGULL	4,0	2,0

BACCHUS	URVILL	6,0	1,0
BACCHUS	QUERQU	3,0	1,0
BACCHUS	B-MONT	3,0	1,5
BOUCEY	SOGEAL	4,0	0,5
BOUCEY	SAINS	10,0	0
BOUCEY	CUREY	0	0
BOUCEY	PONTNO	2,0	0,5
BOUCEY	CR AVR	6,0	2,0
BOUCEY	MICHEL	6,0	0
BOUCEY	VESSEY	3,0	1,5
BOUCEY	SACEY	12,0	0,5
BOUCEY	PONTSU	1,0	0,5
BOUCEY	STJAME	2,0	1,0
CAUMONT	ST OUE	5,0	1,5
CHAUSEY	CHAUSE	0	0
CHERBOURG	VIRAND	5,0	0
CHERBOURG	LALOGÉ	11,0	0,5
CHERBOURG	3 COMM	5,0	0,5
COUTANCES	PRISON	2,0	1,0
COUTANCES	COUT C	3,0	0,5
COUTANCES	R STLO	4,0	1,5
COUTANCES	ZA CER	8,0	0,5
COUTANCES	MONTMA	8,0	1,5
COUTANCES	TOURVI	3,0	0,5
COUTANCES	GRATOT	6,0	1,5
COUTANCES	MONTHU	4,0	1,0
COUTANCES	EOL CA	2,0	0
COUTANCES	AGON	9,0	1,5
COUTANCES	ZI	1,0	0,5
COUTANCES	REGNEV	5,0	2,0
COUTANCES	COUT E	2,0	1,0
COUTANCES	QUETRE	11,0	1,0
COUTANCES	COURCY	5,0	0,5
COUTANCES	TRELLY	3,0	1,5
COUTANCES	COUT O	7,0	1,0
COUTANCES	BLAINV	8,0	1,5
COUTANCES	RONCEY	3,0	1,0
COUTANCES	MPINCH	7,0	0
DOMFRONT	ROUELL	1,0	1,0
EPINAY	FOUGER	2,0	1,5
HAYE-DU-PUITS (LA)	BRETTE	4,0	0,5
HAYE-DU-PUITS (LA)	PORTBA	4,0	1,0
HAYE-DU-PUITS (LA)	CARENT	8,0	0,5
HAYE-DU-PUITS (LA)	RAUVIL	4,0	1,5
HAYE-DU-PUITS (LA)	BESNEV	7,0	0,5
HAYE-DU-PUITS (LA)	H PUIT	2,0	0,5
HAYE-DU-PUITS (LA)	EOLBAU	0	0
HAYE-DU-PUITS (LA)	CREANC	13,0	0,5
HAYE-DU-PUITS (LA)	S SAUV	5,0	0,5

HAYE-DU-PUITS (LA)	DENNEV	2,0	1,0
HAYE-DU-PUITS (LA)	OURVIL	7,0	1,0
HUBERVILLE	QUINEV	3,0	1,0
HUBERVILLE	PICAUV	8,0	0
HUBERVILLE	JOSEPH	2,0	1,5
HUBERVILLE	S MERE	5,0	0,5
HUBERVILLE	QUETTE	5,0	0
HUBERVILLE	LEVAST	3,0	0,5
HUBERVILLE	MTAIGU	4,0	0,5
HUBERVILLE	COLOMB	3,0	0,5
HUBERVILLE	LTHEIL	2,0	0,5
HUBERVILLE	YVETOT	4,0	0,5
HUBERVILLE	S MARC	7,0	1,5
ISIGNY	ALERI1	12,0	0
LAIRON	SAVIGN	5,0	0,5
LAIRON	LEHEC	2,0	1,0
LAIRON	ISBUAT	3,0	1,0
LAIRON	PARIGN	3,0	0
LAIRON	M THEB	3,0	1,0
LAIRON	S MART	4,0	0,5
LAIRON	S HILA	2,0	0,5
LAIRON	MONTGO	5,0	1,0
LAIRON	HOPITA	1,0	0,5
MESNIL	S AMAN	1,0	1,5
MESNIL	MANCEL	5,0	2,0
MESNIL	TESSY	11,0	1,0
MESNIL	S JEAN	3,0	1,0
MESNIL	U.L.N.	0	0
MESNIL	BERIGN	4,0	1,0
MESNIL	STANDR	2,0	0
MESNIL	CONDE	5,0	1,0
MESNIL	DONJEA	3,0	2,0
MESNIL	GIEVIL	4,0	0,5
MORTAIN	FONTEN	4,0	0
MORTAIN	HUSSON	3,0	1,0
MORTAIN	MORT N	0	0,5
MORTAIN	BARENT	5,0	1,5
MORTAIN	MORT S	3,0	1,0
MORTAIN	REFFUV	4,0	0,5
MORTAIN	GER	4,0	1,0
MORTAIN	SOURDE	4,0	1,0
MORTAIN	CRENAY	10,0	0
MORTAIN	ST CYR	1,0	1,0
MORTAIN	ACOME	0	0
MORTAIN	TEILL	2,0	1,0
MORTAIN	BROUAI	3,0	1,0
MORTAIN	VCHIEN	4,0	1,5
MORTAIN	MOJOIE	2,0	1,0
MORTAIN	FPORET	2,0	0,5
PERIERS	LDELIN	5,0	1,0
PERIERS	PERIER	3,0	0,5
PERIERS	CAMBER	3,0	0,5
PERIERS	FEUGER	7,0	0,5

PERIERS	SAINTE	2,0	0,5
PERIERS	GORGES	5,0	0
PERIERS	LESSAY	11,0	0,5
PERIERS	PIROU	6,0	0,5
PERIERS	HAUTTE	5,0	0,5
SAONNET	STEMAR	14,0	2,0
SAONNET	SAVIGN	4,0	1,0
TOLMER	SURTAI	6,0	1,5
TOLMER	SIOUVI	7,0	0,5
TOLMER	STMAUR	2,0	1,5
TOLMER	EOLIEN	0	0
TOLMER	LAITIE	0	0
TOLMER	CENTRA	0	0
TOLMER	FIERVI	3,0	0,5
TOLMER	SOTEVA	3,0	1,0
TOLMER	EOLSTJ	0	0
TOLMER	MARTIN	4,0	0,5
TOLMER	CARTER	7,0	1,0
TOLMER	MENUEL	6,0	0,5
TOLMER	BARNEV	2,0	0,5
TOLMER	VRETOT	1,0	1,0
TOLMER	BRICQU	2,0	1,0
TOLMER	DIELET	8,0	1,5
TOLMER	NEHOU	2,0	1,5
TOLMER	TLVAST	8,0	1,5
TOLMER	LPIEUX	4,0	1,0
TOURLAVILLE	HIPPOD	4,0	0,5
TOURLAVILLE	MESNIL	4,0	1,0
TOURLAVILLE	CARNEV	5,0	0,5
TOURLAVILLE	MAUPER	6,0	1,5
VALCANVILLE	PERNEL	7,0	1,0
VALCANVILLE	FERMAN	6,0	0,5
VALCANVILLE	BARFLE	3,0	1,0
VALCANVILLE	TOCQUE	5,0	1,0
VALCANVILLE	STPIER	3,0	0
VALCANVILLE	SVAAST	6,0	0,5
VILLEDIEU	ROUFFI	2,0	0,5
VILLEDIEU	CHAMPR	6,0	1,0
VILLEDIEU	GAVRAI	7,0	1,5
VILLEDIEU	LAIROU	7,0	1,0
VILLEDIEU	PERCY	8,0	1,0
VILLEDIEU	GOUVET	7,0	1,0
VILLEDIEU	COLOMB	6,0	1,0
VILLEDIEU	LATRIN	4,0	0,5
VILLEDIEU	FOULRI	1,0	0,5
VILLEDIEU	FROMAG	2,0	1,0
VILLEDIEU	CHEREN	5,0	0,5
VILLEDIEU	HAMBYE	7,0	1,0
VILLEDIEU	BESLON	3,0	0,5
VILLEDIEU	MESGAR	6,0	1,5
VILLEDIEU	COULOU	4,0	1,0
VILLEDIEU	EOLMON	0	0
VILLEDIEU	RTE AV	3,0	0,5

VILLEDIEU	EOLMAR	0	0
YQUELON	GRANVC	4,0	1,5
YQUELON	DONVIL	3,0	0,5
YQUELON	BREHAL	6,0	0,5
YQUELON	STPAIR	8,0	1,0
YQUELON	VALESF	4,0	1,0
YQUELON	GRANVN	2,0	0,5
YQUELON	LINGRE	7,0	1,0
YQUELON	CERENC	3,0	0
YQUELON	S NICO	5,0	1,0
YQUELON	JULLOU	4,0	1,0
YQUELON	S PLAN	4,0	0,5
YQUELON	STJEAN	4,0	0,5
YQUELON	SMLOUP	7,0	1,0
YQUELON	H MONO	4,0	1,5
YQUELON	BREVIL	3,0	0,5
YQUELON	KAIRON	8,0	1,5

Source : Données du contrôle (Enedis)

Annexe 7 : Liste des lieux de vie à fin 2017

Insee Commune de localisation	Nom Commune de localisation	Nom du poste	Nom du site	Adresse	Insee Communes desservies
50002	AGNEAUX	STADE FALAISE	Stade de la Falaise	Rte de Coutances	50002, 50321, 50423, 50475
50002	AGNEAUX	ALLEE BOURBONNAIS	Complexe Sportif	Allée Ste Marie	50002
50003	AGON-COUTAINVILLE	STATION EPURATION	Complexe Omnisport	Complexe Omnisport - rue de la mare à jorre	50003, 50007, 50058, 50061, 50072, 50215, 50219, 50243, 50354, 50506, 50573, 50603, 50624
50023	AUVERS	LE LIEU BEURRE-BOURG	Stade Municipal Terrain de Sport	Stade Municipal 11 - route de l'église	50023
50032	LA BARRE-DE-SEMILLY	LOTISSEMENT ENFER	Complexe Sportif Stade Al. Marie	RUE HIPPOLYTE GANCEL	50032
50041	BEAUMONT-HAGUE	COMPLEXE SPORTIF	Complexe sportif	R du Hague Dike	50001, 50020, 50041, 50057, 50073, 50163, 50171, 50187, 50220, 50242, 50257, 50385, 50386, 50460, 50477, 50600, 50611, 50620, 50623
50071	BRAFFAIS	LE BOURG	Salle Polyvalente	L'Aumône des Roches	50037, 50043, 50071, 50074, 50112, 50124, 50125, 50131, 50152, 50158, 50217, 50260, 50275, 50379, 50399, 50472, 50495, 50518, 50521, 50525, 50529, 50542, 50597, 50628
50076	BREHAL	C E S	Gymnase	27 Ave EISENHOWER	50008, 50076, 50085, 50109, 50143, 50252, 50277, 50278, 50304, 50327, 50365, 50549
50081	BREVILLE-SUR-MER	LA PINTE	Salle Polyvalente	2 Avenue de Jersey	50081
50095	CANISY	QUARTIER STADE	Salle Omnisports	Rue de la Gare	50095, 50159, 50287, 50313, 50420, 50465, 50512, 50545, 50546, 50581
50111	CERISY-LA-SALLE	ROUELLES LE FRESNE	Salle Polyvalente	Le Bourg	50044, 50093, 50111, 50120, 50223, 50350, 50378, 50389, 50437, 50464, 50513, 50569
50165	DONVILLE-LES-BAINS	GUY MOCQUET	Halle de Sport	Rue de la Passardiére	50165
50168	DUCEY	PAGODE	Salle du Stade	Rue du Midi	50108, 50132, 50146, 50155, 50168, 50259, 50290, 50317, 50407, 50413, 50531, 50543
50185	FLEURY	LE BOURG	Salle Polyvalente	Le Bourg	50060, 50062, 50069, 50118, 50121, 50130, 50144, 50185, 50262, 50271, 50312, 50440, 50453, 50499, 50607, 50639

50186	FLOTTEMANVILLE	LE RUAGE	Salle des Fêtes	Salle des Fêtes - La Rue	50186
50213	GOURFALEUR	LE STADE	Stade de Football	Le Hamel	50213
50214	GOUVETS	LE BOURG	Salle de Réunion	Le Bourg	50039, 50050, 50134, 50164, 50180, 50192, 50214, 50316, 50319, 50363, 50504, 50563, 50592, 50608
50216	GRAIGNES-MESNIL-ANGOT	HIPPODROME	Hippodrome	Hippodrome du Vieux Château	50006, 50106, 50119, 50126, 50161, 50216, 50248, 50324, 50348, 50409, 50468, 50488, 50606
50218	GRANVILLE	COSEC	Complexe Sportif	Bld des Ameriques	50218, 50447, 50532, 50541, 50647
50305	LE MESNIL-AU-VAL	HAMEAU PARIS	Terrain de Football	vestiaires du stade(douches) - Le Bourg	50305
50336	MONTAIGU-LES-BOIS	LA MONTAISERIE	Salle Polyvalente	Mairie - Le Bourg	50028, 50048, 50128, 50137, 50197, 50221, 50225, 50228, 50234, 50266, 50291, 50295, 50301, 50311, 50320, 50326, 50334, 50336, 50338, 50357, 50393, 50463, 50583, 50626, 50637
50341	MONTEBOURG	GENDARMERIE	Complexe Sportif	1 Ave de Verdun	50005, 50010, 50013, 50021, 50022, 50026, 50030, 50051, 50052, 50059, 50070, 50089, 50103, 50127, 50150, 50169, 50170, 50172, 50175, 50190, 50191, 50194, 50212, 50227, 50241, 50246, 50249, 50258, 50268, 50269, 50341, 50342, 50358, 50373, 50384, 50390, 50395, 50400, 50417, 50421, 50427, 50433, 50461, 50467, 50469, 50478, 50479, 50507, 50509, 50511, 50517, 50523, 50562, 50571, 50578, 50593, 50609, 50610, 50613, 50621, 50633, 50634, 50636
50359	MORTAIN	GENDARMERIE	Salle de Sport Les Bons Vents	Rte de la petite Chapelle	50056, 50189, 50359, 50371, 50381, 50436, 50450, 50456, 50494, 50638
50410	PONTORSON	CHAMP DE COURSES	Ste des Courses Mt-ST-Michel	39 Rte de la Grève	50019, 50042, 50253, 50284, 50353, 50410, 50443, 50574, 50589, 50630
50444	SAINT-AMAND	LOT LA ROSERAIE	Salle Omnisports	5 R du Stade	50054, 50075, 50139, 50202, 50261, 50351, 50398, 50404, 50414, 50441, 50444, 50492, 50601, 50635, 50224
50446	SAINT-ANDRE-DE-L'EPINE	LOT LES AUMONES	Salle Polyvalente	2 Bis R du 12 Juillet 1944	50004, 50046, 50110, 50148, 50297, 50356, 50380, 50446, 50455, 50473, 50476, 50491, 50538, 50641

50445	SAINT-ANDRE-DE-BOHON	LOT DEPREUX	Gymnase Maison des associations	R de la Libération	50016, 50024, 50035, 50036, 50049, 50055, 50063, 50064, 50080, 50097, 50099, 50105, 50107, 50136, 50138, 50153, 50156, 50160, 50166, 50177, 50181, 50204, 50207, 50208, 50210, 50233, 50236, 50250, 50273, 50289, 50298, 50330, 50333, 50343, 50368, 50370, 50372, 50374, 50387, 50394, 50405, 50415, 50422, 50426, 50430, 50445, 50457, 50458, 50470, 50482, 50485, 50486, 50497, 50510, 50528, 50534, 50544, 50548, 50551, 50552, 50558, 50564, 50586, 50587, 50617, 50629, 50631, 50642
50484	SAINT-HILAIRE-DU-HARCOUET	MARLY	Complexe Sportif Marly	R d'Egypte	50090, 50133, 50179, 50245, 50254, 50256, 50263, 50274, 50293, 50315, 50329, 50362, 50391, 50452, 50484, 50508, 50515, 50557, 50570, 50591, 50644
50487	SAINT-JAMES	CLOS TARDIF	Complexe Sportif	Le Clos Tardif	50018, 50100, 50154, 50229, 50337, 50347, 50448, 50487, 50500, 50553, 50627, 50640
50516	SAINT-MARTIN-DES-CHAMPS	LE BOURG	Salle Polyvalente	R de la mairie	50025, 50126, 50205, 50206, 50288, 50406, 50408, 50411, 50451, 50489, 50505, 50516, 50554, 50612, 50616
50537	SAINT-PIERRE-DE-COUTANCES	PATINOIRE	Patinoire Le Yéti	Complexe St Pierre - Rte de Granville	50012, 50014, 50015, 50078, 50084, 50092, 50094, 50140, 50145, 50147, 50151, 50182, 50198, 50231, 50232, 50244, 50255, 50265, 50267, 50272, 50279, 50308, 50328, 50339, 50340, 50345, 50349, 50364, 50376, 50388, 50403, 50419, 50429, 50438, 50449, 50481, 50524, 50533, 50537, 50550, 50568, 50605, 50622
50582	SOURDEVAL	GARE ROUTIERE	Salle Omnisports	Parc St Lys	50029, 50040, 50088, 50193, 50195, 50200, 50300, 50318, 50323, 50397, 50428, 50462, 50474, 50514, 50582, 50625
50584	SUBLIGNY	LE BOURG	Salle des Fêtes	9 Rte du Bourg	50009, 50027, 50038, 50066, 50102, 50114, 50115, 50116, 50117, 50167, 50174, 50188, 50199, 50237, 50247, 50276, 50281, 50282, 50355, 50361, 50434, 50493, 50496, 50535,

					50540, 50565, 50584, 50590
50585	SURTAINVILLE	LA CROIX DES FRITZ	Salle Polyvalente	46 Rte du Brisay	50031, 50033, 50045, 50083, 50183, 50184, 50222, 50235, 50238, 50240, 50299, 50332, 50401, 50402, 50412, 50442, 50454, 50471, 50480, 50490, 50503, 50522, 50536, 50572, 50576, 50577, 50580, 50585, 50604

Annexe 8 : Synthèse de la politique d'Enedis face aux aléas climatiques

La politique industrielle d'Enedis prévoit la réduction de l'exposition des réseaux aux aléas climatiques.

L'ensemble des mesures prévues par Enedis pour faire face aux aléas climatiques de grande ampleur a été résumé dans un « Plan Aléas Climatiques (PAC) », présenté à la DIDEME en juin 2006 et a fait l'objet d'une approbation par lettre ministérielle.

⇒ **Objectifs**

Le Contrat de Service Public (2005) engage Enedis à mettre en œuvre des actions spécifiques en faveur de la sécurisation des réseaux :

- Identifier les zones fragiles du réseau, respectivement en HTA et en BT, au regard de 4 classes de risques climatiques : tempête, neige collante, inondation et canicule ;
- Elaborer un programme de traitement adapté de ces zones de fragilité combinant dépose, enfouissement, substitution d'ouvrages et élagage.

Avec les objectifs suivants :

- Assurer la réalimentation d'au moins 90% des utilisateurs dans un délai de 5 jours en cas d'événement climatique majeur ;
- Garantir en cas de panne importante la réalimentation dans les 12 heures des sites sécurisés accessibles à la population ;
- Garantir, en cas d'inondation, la réalimentation des utilisateurs hors zones inondées selon des priorités définies par les pouvoirs publics.

⇒ **Diagnostic** :

Concernant le réseau aérien, l'identification des tronçons à risque climatique a été réalisée selon le type de risque :

- Risque bois (présence d'arbres pouvant chuter sur la ligne)
- Risque vent (réseau sous dimensionné pour les vitesses de vent enregistrées)
- Risque faible section (section "fragile")

Pour un maximum d'efficacité, la politique demande de prioriser le traitement des tronçons du réseau les plus à risque à partir d'un critère de risque qui a été calculé pour chaque tronçon HTA aérien nu et qui est le produit :

- De son exposition au risque au travers de sa longueur, avec une éventuelle pondération de celle-ci (maximale en zone boisée et dépendante de la tenue mécanique du conducteur pour les risques vent et neige/givre) ;
- De sa puissance en aval.

ANNEXE 2B

A L'ANNEXE 2

DISPOSITIONS PARTICULIERES CONVENUES ENTRE LE SDEM50 ET Enedis

RELATIVES AU SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS ET DISPOSITIFS DE GOUVERNANCE

Préambule

Conformément aux termes de l'article 11 du modèle de cahier des charges de concessions de décembre 2017, le schéma directeur des investissements (SDI) :

- Correspond à une vision à long terme sur la durée du contrat des évolutions du réseau sur le territoire de la concession
- Traite les orientations générales, sur la durée du contrat, des choix d'investissements du gestionnaire du réseau de distribution et de l'autorité concédante sur l'ensemble du territoire
- Définit les principales évolutions du réseau, projetées sur le territoire, afin de répondre à sa sécurisation, de prendre en compte ses besoins de développement et de renouvellement

Les Parties conviennent de retenir les dispositions qui suivent, dans le respect de la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux définie dans l'article 5 de l'annexe 1 du présent cahier des charges de concession.

L'annexe 2B se décompose en 3 articles :

- Article 1 : le dispositif de gouvernance locale
- Article 2 : les conclusions du diagnostic détaillé et partagé
- Article 3 : le schéma directeur des investissements (SDI)

Article 1- Dispositif de gouvernance locale

1-1 Etablissement et mise à jour du diagnostic détaillé et partagé

1-1-1 Contenu du diagnostic détaillé et partagé

Le diagnostic de la concession a été établi par les Parties de façon détaillée et partagée. Il correspond à une vision du réseau de distribution publique d'électricité concédé au démarrage du contrat.

Ce diagnostic partagé initial est référencé : « Diagnostic technique partagé et évolutions des besoins en soutirage et production ». Il constitue l'annexe 2A.

Il inclut :

- Un diagnostic technique détaillé du réseau de distribution, établi conjointement entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution.
- Des orientations de développement sur le territoire de la concession, prenant notamment en compte :
 - A l'échelle régionale :
 - Le schéma régional d'aménagement et de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET),
 - Le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR),
 - Tout document de planification en lien avec l'énergie.
 - A l'échelle de la concession :
 - Plans Climat Air Energie Territorial (PCAET),
 - Documents d'urbanisme tels que les SCOT, PLU(i), PDU, PLH, ... ;
 - Tout autre document de planification pouvant impacter le réseau de distribution publique d'électricité ;
 - A l'échelle des projets : tout projet significatif identifié (dont les zones d'aménagement concerté, le programme national de renouvellement urbain, les travaux d'infrastructure, et tous autres projets identifiés) ;
 - Tout autre document nécessaire à l'évaluation des besoins futurs.

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.

1-1-2 Actualisation du diagnostic détaillé et partagé

Le diagnostic pourra être actualisé de façon concertée entre les Parties lors des faits générateurs suivants :

- l'élaboration de chaque nouveau PPI, soit tous les quatre ans. Les Parties se rencontreront pour convenir de l'actualisation ou non du diagnostic partagé.
- la survenance d'un événement important extérieur aux Parties et de nature à modifier ou amender sensiblement les ambitions du SDI et/ou ses leviers d'actions prioritaires, avec pour conséquence, par exemple, la réorientation des investissements prioritaires. Les éventuels nouveaux indicateurs à suivre seront intégrés.

Les parties mettront tout en œuvre pour garantir que les échanges de données et les réunions nécessaires permettront que l'éventuelle actualisation du diagnostic détaillé soit réalisée trois mois avant le terme du PPI en cours.

Le partage régulier des retours d'expérience associés à la gestion des événements climatiques majeurs ayant eu un impact sur la qualité de fourniture du réseau de distribution d'électricité sur le territoire de la concession permettra de contribuer à cette actualisation.

L'actualisation du diagnostic pourra comprendre 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.

Le diagnostic actualisé pourra être soumis conjointement à l'organe délibérant de l'autorité concédante et être associé au nouveau PPI par avenant au contrat de concession.

1-2 Etablissement et révision du schéma directeur des investissements (SDI)

1-2-1 Objet

Le SDI est établi à partir de la chronologie des données et des conclusions du diagnostic détaillé et partagé.

Le SDI est établi pour la durée du contrat.

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

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

1-2-2 Révision du schéma directeur des investissements

Le SDI peut être révisé de façon concertée entre les Parties lors des faits générateurs suivants :

- A l'issue de la durée de deux PPI ;
- En cas d'évolution significative du diagnostic actualisé par rapport au diagnostic technique initial ou en cas d'évolution significative 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 signé par le délégataire du gestionnaire de réseau et du représentant de l'autorité concédante.

1-2-3 Suivi du SDI

Le gestionnaire du réseau de distribution met à disposition de l'autorité concédante un interlocuteur en capacité de suivre la mise en œuvre du SDI.

1-3 Etablissement et suivi technique et financier des Programmes Pluriannuels des Investissements (PPI)

1-3-1 Objet

Afin d'atteindre les ambitions et les valeurs repères du schéma directeur, les Parties élaborent de façon concertée des PPI par périodes de 4 ans, et ce, jusqu'au terme du contrat. La durée du dernier PPI pourra être adaptée en fonction de la durée du contrat.

Le 1^{er} PPI débute au 1^{er} janvier 2021 et prend fin au 31 décembre 2024.

Les plans pluriannuels d'investissements se composent notamment des éléments suivants :

- Des zones prioritaires d'investissement (Annexe C),
- Des typologies des équipements à traiter en priorité,
- Des quantités d'ouvrages à sécuriser, moderniser, renouveler ou à renforcer par le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante.
- Du tableau de synthèse des investissements prévus par finalités de travaux.
- Des indicateurs de suivi et d'évaluation du PPI,

L'engagement financier d'Enedis porte sur le montant global des investissements du PPI sur l'ensemble du territoire concédé (y compris dans les zones de prioritaires d'investissement).

1-3-2 Suivi et évaluation du PPI

La réalisation de chaque PPI et son efficacité sont mesurées à partir des indicateurs de suivi et d'évaluation décrits dans le PPI.

- 1-3-2-1 Bilan annuel

Annuellement, les parties établissent le bilan des actions réalisées dans le cadre du PPI

La partie du bilan concernant le gestionnaire du réseau de distribution, est remise avec le compte-rendu d'activité (CRAC) au plus tard le 1er juin de l'année N+1. Le bilan annuel rend compte de l'état d'avancement du programme pluriannuel en termes de quantités d'ouvrages réalisées et de montants financiers.

Le bilan comporte également l'évolution des indicateurs de suivi du PPI.

- 1-3-2-2 Bilan provisoire

Le bilan provisoire du PPI en cours est finalisé au plus tard le 1er juillet de la dernière année du PPI en cours

Il a pour objectif d'évaluer la réalisation du PPI en cours et préparer le PPI suivant

Ce bilan provisoire :

- Prend en compte les investissements du PPI effectivement réalisés à date et les prévisions du programme annuel de la dernière année du PPI.
- Donne lieu à l'établissement d'un rapport exposant :
 - Les quantités par catégorie d'ouvrages mis en service au cours du PPI, dont certaines portent sur le renouvellement des ouvrages concédés,
 - Le montant financier global des investissements du PPI, ainsi que les montants financiers associés à chaque finalité NOME du PPI qui contribuent à l'atteinte de l'engagement du gestionnaire du réseau de distribution,
 - La consommation globale du stock de provisions pour renouvellement associé au PPI, sauf impossibilité technique démontrée,
 - L'évolution des indicateurs d'évaluation,
 - L'identification des projets pouvant être réalisés en tout ou partie dans le PPI suivant.
 - L'évolution des indicateurs associés aux ambitions.

- 1-3-2-3 Bilan définitif

Au plus tard le 1er juin de l'année suivant la fin du PPI le gestionnaire du réseau de distribution transmet à l'autorité concédante le bilan définitif détaillé des investissements réalisés pour chaque finalité d'investissements

Le bilan définitif évalue la contribution du PPI achevé à l'atteinte des valeurs repères du SDI. 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.

1-3-3 Révision du PPI existant

Chaque PPI pourra être révisé autant que de besoin après concertation et accord entre les Parties, afin de tenir compte d'événements extérieurs aux Parties, notamment l'évolution des orientations en matière d'investissements ou de nouvelles réglementations affectant les conditions de réalisation des ouvrages.

L'actualisation de chaque PPI pourra comprendre 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 programmes pluriannuels actualisés seront intégrés par voie d'avenant au contrat de concession.

1-3-4 Etablissement du PPI ultérieur

Les programmes pluriannuels ultérieurs au PPI 2021-2024 seront établis de manière concertée entre les parties, en coordination avec l'actualisation du diagnostic partagé et sur la base du bilan provisoire défini à l'article 1-3-2-2

La préparation de chaque nouveau PPI devra intervenir au plus tard à compter du 1^{er} octobre de la dernière année du PPI en cours

Les nouveaux PPI pourront être complétés d'éléments permettant de mesurer la contribution de chaque PPI au respect des ambitions du SDI, et d'éventuelles mesures correctrices issues de l'analyse des écarts constatés dans la mise en œuvre des PPI précédents et par rapport à l'actualisation du diagnostic technique.

Le nouveau PPI sera ensuite intégré par voie d'avenant au contrat de concession.

1-4 Programme annuel des investissements : mise en œuvre annuelle des PPI

1-4-1 Elaboration d'un programme annuel

Chaque PPI est décliné en programmes annuels suivant le modèle décrit en annexe 2C.

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

Avant le 1^{er} octobre 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 1^{er} décembre de l'année N, à l'initiative de l'autorité concédante, une réunion d'échanges est organisée avec Enedis pour se coordonner sur les ajustements nécessaires et finaliser a minima le programme prévisionnel de travaux de l'année N+1.

Ce programme annuel, reflétant les priorités des Parties, constitue le programme prévisionnel présenté dans le cadre des conférences départementales réunies sous l'égide du Préfet, telles que prévues par l'article L2224-31 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 ;
- La liste des travaux localisables avec les informations suivantes en fonction de leur disponibilité et de leur pertinence :
 - le numéro d'affaire, permettant le contrôle ultérieur et le suivi sur plusieurs exercices le cas échéant ;
 - le libellé explicite du chantier ;
 - la localisation, selon les types de travaux : commune principale, postes HTA/BT concernés, départ HTA, départ BT... ;
 - la finalité du programme pluriannuel d'investissements qui est visé ;
 - les quantités techniques prévues (en pose et/ou en dépose, longueurs de réseau BT et HTA selon typologie aérien nu – aérien torsadé – souterrain, postes HTA/BT selon typologie, ...)
 - les montants financiers prévisionnels pour chaque affaire

Au-delà du programme annuel lié strictement au PPI, et toujours au périmètre de ce même PPI, le gestionnaire du réseau de distribution informe sur les autres travaux prévus à la maille de la concession. Ces projets ne sont pas concernés par le dépôt relatif aux engagements du gestionnaire du réseau de distribution mentionné dans l'article 11-A-4 du cahier des charges. Ces projets sont communiqués à titre informatif afin d'améliorer la coordination des Maîtrises d'ouvrage respectives.

1-4-2 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.

Ce suivi du programme annuel sera intégré dans le suivi du PPI (cf §1-3-2).

1-5 Synthèse du suivi des PPI et programmes annuels

Ces modalités de suivi sont synthétisées dans le tableau ci-après :

Etape	Echéance	Contenu
Bilan du programme annuel de l'année N (article 1-3-2-1)	1 ^{er} juin suivant l'année N Avec le CRAC	<p>Le bilan annuel présente le suivi, chantier par chantier, des investissements réalisés au titre de l'année N.</p> <p>Le bilan présente un tableau des investissements réalisés par finalité, en termes de quantités d'ouvrages et de dépenses par rapport à l'engagement du PPI.</p> <p>Le bilan détaille l'évolution des indicateurs de suivi.</p>
Projet de programme annuel prévisionnel de l'année N+1 (article 1-4-1)	1 ^{er} octobre 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.
Finalisation du programme annuel prévisionnel de l'année N+1 (article 1-4-1)	1 ^{er} décembre de l'année N	Une réunion d'échanges est organisée à l'initiative de l'autorité concédante pour la finalisation du programme prévisionnel de travaux de l'année N+1 a minima
Bilan provisoire de fin de PPI (article 1-3-2-2)	1 ^{er} juillet de la dernière année du PPI en cours	<p>Le bilan provisoire du PPI en cours est établi à partir des investissements effectivement réalisés à date sur les premières années du PPI et des prévisions du programme annuel de la dernière année du PPI :</p> <ul style="list-style-type: none">- Est réalisé sur la base des mêmes tableaux que ceux utilisés pour l'établissement du PPI,- Donne lieu à l'établissement d'un rapport exposant :<ul style="list-style-type: none">▪ Les quantités par catégorie d'ouvrages mis en service au cours du PPI, dont certaines portent sur le renouvellement des ouvrages concédés,▪ Le montant financier global des investissements du PPI, ainsi que les montants financiers associés à chaque finalité d'investissement du PPI contribuant à l'atteinte de l'engagement du gestionnaire du réseau de distribution,▪ La consommation globale du stock de provisions pour renouvellement associé au PPI sauf impossibilité technique,▪ L'évolution des indicateurs d'évaluation,▪ L'identification des projets pouvant être réalisés en tout ou partie dans le PPI suivant.
Bilan définitif de fin de PPI (article 1-3-2-3)	1 ^{er} juin suivant la dernière année du PPI précédent	<p>Le gestionnaire du réseau de distribution transmet à l'autorité concédante le bilan détaillé des investissements réalisés pour chaque finalité.</p> <p>Le bilan définitif évalue la contribution du PPI achevé à l'atteinte des valeurs repères du SDI.</p>

Article 2- Conclusions du diagnostic technique partagé

L'analyse réalisée dans le diagnostic technique détaillé et partagé a permis d'identifier plusieurs problématiques qui devront être prises en compte dans le Schéma Directeur des Investissements de la concession :

- Le réseau HTA aérien reste la priorité majeure en termes de travaux de modernisation, de renouvellement et de désensibilisation aux aléas climatiques,
- Le réseau BT aérien dans les communes urbaines doit faire l'objet d'une proposition de stratégie de traitement dans le cadre du SDI,
- L'enjeu de la performance du réseau, exprimé au travers de la continuité de fourniture (incidentologie) et de la tenue en tension, est l'inducteur évident du SDI.

De façon générale, le diagnostic technique du réseau concédé par l'autorité concédante fait ressortir des grandes tendances qui sont résumées ci-après.

Forces

- Une forte proportion de 80% d'ossatures HTA principales en section 148 mm² aluminium, soit 1034 km à fin 2017 ayant un faible taux d'incidents
- Un faible stock de réseaux HTA en technologies incidentogènes telles que l'aérien de faibles sections (0,6% du réseau aérien, soit 45,3 km), et le souterrain en câbles papier imprégné (0,5% du réseau souterrain, soit 13,7 km)
- Un bon taux d'équipement du réseau HTA en OMT
- La rénovation d'une partie des départs HTA, dont la chute de tension est supérieure à 5%, dans le cadre de la mise en service de nouveaux postes sources devant ramener la concession en dessous de la moyenne constatée dans des départements comparables.
- Une résorption rapide du réseau BT aérien nu et de faibles sections en communes rurales
- Une qualité de distribution de l'électricité des communes comprises entre 10 000 et 100 000 habitants (zones Z2), de niveau équivalent à la moyenne nationale (crit B HIX hors RTE et fréquence de coupures longues incidents HTA)
- Un taux d'incidents HTA souterrain comparable à la moyenne nationale
- La baisse régulière des usagers mal alimentés jusqu'à fin 2017
- Un temps de coupure pour interventions planifiées stable et maîtrisé, entre 14 min et 24 min par an
- La mise en service de 3 postes sources permettra d'améliorer la qualité de tension de certains départs HTA à court terme

Risques

- Le taux d'enfouissement du réseau HTA est inférieur à la moyenne nationale
- Le réseau de distribution est sensible aux aléas climatiques récurrents et exceptionnels
- Une façade maritime importante avec 1200 km de réseau HTA aérien exposés dans la zone de vent fort de plus de 170 km/h et 221 km en risque vent avéré à fin 2017
- Une forte proportion de départs HTA de grande longueur
- Près de 35% des départs ruraux utilisant le palier de tension (15kV à 16,5 kV)
- Une forte quantité d'ouvrages HTA nécessitant une attention particulière : câbles aériens de sections 37,7 mm² acier/aluminium (15,4% du réseau aérien) et 20 000 poteaux bois
- Une proportion de réseau BT sécurisés inférieure à la moyenne nationale avec 13,4% de réseaux aériens nus
- 16 départs HTA ayant une chute tension supérieure à 5% à fin 2017 (8 départs à fin 2018)
- Une durée moyenne de coupure par usager BT toutes causes confondues et hors interruptions dont l'origine est le réseau de transport (critère B TCC hors RTE), pour les communes rurales et de petites agglomérations (zones de desserte Z1 et Z2), plus de 2 fois supérieure à la moyenne nationale sur la période 2013-2017

- Une durée moyenne de coupure par usager BT hors évènements exceptionnels et hors interruptions dont l'origine est le réseau de transport (critère B HIX hors RTE), pour les communes rurales de moins de 10 000 habitants (zone de desserte Z1), supérieur à la moyenne nationale sur la période 2013-2017 (mais inférieur à la moyenne nationale si l'on ne prend pas en compte l'année 2016)
- Le Nord Cotentin et le Mortainais sont les 2 zones présentant les critères B et fréquence de coupure les plus élevés
- Un taux d'incidents HTA aérien supérieur à la moyenne nationale dont près de 46% sont liés au climatique
- La visibilité de l'amélioration de la qualité de la fourniture (incident-continuité) risque de ne pas être perceptible rapidement au travers des indicateurs techniques tels que le critère B ou le Décret Qualité.
- Les indicateurs techniques exprimant la qualité perçue par l'utilisateur ne permettront pas à eux seuls de valoriser les actions engagées sur la qualité du réseau concédé. Ils doivent être épaulés par une communication sur le traitement concret de zones au fur et à mesure de l'avancement des travaux de modernisation et de désensibilisation du réseau.

Conclusion

Le présent diagnostic technique partagé entre Enedis et le SDEM50 permet de converger sur des priorités et vers des orientations qualitatives quant à la desserte du territoire concessif, ce qui permet ainsi d'appréhender les ambitions communes, puis les valeurs repère à mettre en œuvre dans le cadre du schéma directeur des investissements (SDI) et des plans pluriannuels d'investissement (PPI).

Article 3- Schéma directeur des investissements (SDI)

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

Ainsi, pour définir les orientations à long terme des investissements sur le réseau de distribution, le gestionnaire du réseau de distribution a pris en compte les tendances d'évolution des puissances et consommations sur la concession, les résultats obtenus en termes de qualité et les éléments fournis par l'autorité concédante.

En effet, en amont de la négociation du contrat, et avant, dans le cadre des conférences départementales, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution ont partagé l'état des lieux du réseau et le diagnostic technique et patrimonial.

Ainsi l'autorité concédante et le gestionnaire de réseau ont pour ambition de **maintenir le département dans le respect du décret qualité et réduire significativement la sensibilité aux aléas climatiques des ouvrages.**

3-1 Les ambitions retenues par le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante

- Ambition 1 – Garantir durablement la qualité de l'électricité distribuée en continuité d'alimentation et en tenue de tension
- Ambition 2 : Accompagner le développement du territoire et l'atteinte des objectifs de la loi de transition énergétique TECV

En outre, le gestionnaire de réseau poursuivra la modernisation du réseau (objets connectés, Linky...) et continuera à accompagner le développement des grands projets et la transition énergétique sur le territoire de la concession.

3-2 Valeurs repères retenues pour atteindre chaque ambition du SDI

Les leviers et valeurs repères constituent les moyens de réaliser les ambitions.

Les principaux leviers sur lesquels s'engagent l'autorité concédante et le gestionnaire de réseau de distribution, notamment afin de respecter durablement les niveaux de qualité et les prescriptions techniques prévus aux articles D322-1 et suivants du Code de l'énergie, sont les suivants :

Ambitions	Valeurs repères	Indicateur	Valeur de départ	Valeur cible	Echéance
Garantir durablement la qualité de l'électricité distribuée en continuité d'alimentation et en tenue de tension	Diminuer le temps de coupure ressenti par les usagers de la concession	Critère B HIX hors RTE	121 minutes	90 minutes en moyenne sur le dernier PPI	Moyenne dernier PPI au terme du contrat
	Contenir le nombre de clients mal alimentés en continuité d'alimentation	Taux annuel de clients mal alimentés en continuité d'alimentation à la maille de la concession, moyen sur la durée d'un PPI, à méthode de calcul identique.	2,9 % Moyenne 2015 à 2018	Inférieure ou égale à la valeur de départ	A chaque PPI et au terme du contrat
	Traiter le nombre de départs générant effectivement des clients mal alimentés en tenue de tension	Taux départs HTA en contrainte de tension DU/U>5%, moyen sur la durée d'un PPI.	9,5%	1,5%	Au terme du contrat
	Diminuer le nombre de clients mal alimentés en tenue de tension	Taux annuel de clients mal alimentés en tenue de tension à la maille de la concession, moyen sur la durée d'un PPI, à méthode de calcul identique	0,53 % en 2018	Inférieure ou égale à la valeur de départ	A chaque PPI et au terme du contrat
	Fiabiliser le réseau HTA aérien par renouvellement ou rénovation programmée.	Kilomètres de réseau HTA aérien renouvelés ou rénovés	6604 km.	80 %	Au terme du contrat
Les réseaux fortement incidentogènes sont éligibles au renouvellement. Dans ce cadre, une attention particulière sera portée sur les technologies les plus incidentogènes identifiées à l'annexe 2A. Il en sera de même pour le réseau HTA aérien éligible au PAC (hors 148 mm ²) dont 95 % des faibles sections seront renouvelées. Le gestionnaire de réseau renseignera annuellement un indicateur d'éclairage le nombre de kilomètres de réseaux 34,4 mm ² et 37,7 mm ² traités par rapport aux kilomètres de réseaux en stock.					

		Le REX des opérations de PDV menées sur le réseau HTA aérien de la concession montre que les poteaux bois sont majoritairement remplacés. Dans le cadre de la Rénovation Programmée, un examen des supports des lignes HTA aériennes sera systématiquement réalisé. Le gestionnaire de réseau renseignera annuellement un indicateur d'éclairage afin de suivre le nombre de poteaux bois déposés.			
	Maintenir la performance de la réalimentation des réseaux HTA à partir d'organes de manœuvre télécommandés ou automatisés	Nombre de poches équipées / nombre de poches à équiper.	32 poches à équiper	100 %	Au terme du contrat
	Renouveler le réseau BT aérien nu en zone urbaine	km de réseau BT aérien nu renouvelés / km de réseau BT aérien nu à renouveler	193 km	90% dont 30% minimum sous MOA Enedis	Au terme du contrat
	Renouveler le réseau BT aérien nu en zone rurale	km de réseau BT aérien nu renouvelés / km de réseau BT aérien nu à renouveler	1140 km	90%	Au terme du contrat
	Renouveler le réseau BT souterrain CPI et NP	km de réseau BT CPI renouvelés / km de réseau BT CPI à renouveler	97,5 km	90%	Au terme du contrat
		km de réseau BT NP renouvelés / km de réseau BT NP à renouveler		35%	Au terme du contrat
Accompagner le développement du territoire et l'atteinte des objectifs de la loi de transition énergétique pour la croissance verte	Equiper de dispositifs DINO des postes HTA/BT situés dans les territoires à risque moyen d'inondation (100 ans) ou de submersion	Nombre de capteurs DINO posés / nombre de capteurs DINO à poser	Pas de référence	A définir en fonction des plans de prévention du risque inondation ou submersion adoptés par les EPCI et les autorités.	A définir

Annexe 2C
à l'annexe 2

Programme pluriannuel d'investissements 2021-2024

1. Le programme du gestionnaire de réseau par catégorie d'ouvrages

Programme pluriannuel d'investissements du gestionnaire du réseau de distribution pour la période 2021-2024 portant majoritairement sur les zones prioritaires identifiées : réseau HTA	
Ouvrages	Quantités
Renforcement réseau HTA	50 km
Création ou renouvellement d'OMT	25 OMT
Renouvellement des câbles HTA souterrains CPI	700 m
Renouvellement du réseau HTA à risque climatique prioritaire	9 km
Renouvellement du réseau aérien HTA incidentogène hors climatique à risque prioritaire	105 km
Rénovation programmée du réseau aérien	380 km

Programme pluriannuel d'investissements du gestionnaire du réseau de distribution pour la période 2021-2024 portant majoritairement sur les zones prioritaires identifiées : réseau BT	
Ouvrages	Quantité
Renforcement BT	Selon nombre de CMA
Renouvellement BT fil nu y compris faible section en zone urbaine	10 km
Renouvellement des câbles BT souterrains incidentogènes isolés en papier imprégné (CPI) et neutre périphérique (NP)	2,5 km

2. Le programme de l'autorité concédante par catégorie d'ouvrages

Programme pluriannuel d'investissements de l'autorité concédante pour la période 2021-2024 portant sur le réseau BT fil nu	
Ouvrages (exemples)	Quantité
Résorption BT fil nu y compris faible section	160 km

3. Engagement financier du gestionnaire de réseau de distribution

L'engagement porte sur le total des opérations retenues pour la période du programme pluriannuel des investissements.

(en K€)	PPI 2021 à 2024	Part prévisionnelle des Investissements de renouvellement
Investissements pour la performance du réseau par finalité		
Renforcement des réseaux	4 600 k€	
Climatique-sécurisation	2 300 k€	
Modernisation des réseaux dont smart-grids	23 300 k€	
Total des investissements	30 200 k€	18 000 k€

A titre indicatif, sur cet engagement de 30 200 k€, l'enveloppe prévisionnelle consacrée aux investissements de renouvellement est évaluée à 18 000 k€.

Nb. Ne figurent pas dans ce tableau les investissements liés : aux postes sources, aux raccordements, aux exigences environnementales, aux contraintes externes et au déploiement des compteurs communicants

La ventilation présentée dans le tableau ci-dessus peut être amenée à évoluer en fonction d'éléments conjoncturels (ex. : aléas climatiques, réglementation) ou structurels (ex. : politiques techniques, retours d'expérience).

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, pour lesquels elles ont été constituées, sous réserve des obligations légales, réglementaires et comptables applicables aux provisions pour renouvellement.

4. Engagement financier de l'autorité concédante

L'engagement porte sur le total des opérations retenues pour la période du programme pluriannuel des investissements.

(en K€)	PPI 2021 à 2024
Résorption BT fil nu y compris faible section	10 000 k€
Total des investissements	10 000 k€

5. Indicateurs physiques correspondant aux engagements financiers du gestionnaire de réseau de distribution

Finalité d'investissement	Potentielle contribution aux programmes suivants
Investissements pour la performance du réseau	
Renforcement des réseaux	Renouvellement BT fils nus, renouvellement des câbles HTA souterrain CPI, renouvellement HTA lignes aériennes, postes HTA/BT.
Climatique-sécurisation	Lignes aériennes HTA sécurisées (PAC), renouvellement HTA lignes aériennes ...
Modernisation des réseaux dont Smart-Grids	Renouvellement BT fils nus, renouvellement des câbles HTA souterrain CPI, renouvellement HTA lignes aériennes, renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné), renouvellement ou ajout d'OMT, lignes aériennes HTA fiabilisées (rénovation programmée), création de points de coupure télécommandés, sécurisation par le réseau HTA ...

6. Suivi technique du PPI du gestionnaire de réseau de distribution

Type de priorité/programme	Indicateur de suivi (1)	Indicateur d'évaluation de l'efficacité (2)
Amélioration de la qualité de distribution de la concession	Nombre de coupures longues sur incident HTA Nombre de coupures longues sur incident BT	Critère B moyen Hix hors RTE de la concession sur la durée du PPI
Amélioration de la qualité de distribution des zones prioritaires d'investissement	Fréquence de coupures longues sur incident HTA en zones prioritaires d'investissement	Critère B Hix hors RTE des zones prioritaires d'investissement, en moyenne sur le PPI
Départs HTA en chute de tension DU/U>5%	Nombre de départs HTA traités au cours de l'année Nombre de départ(s) HTA en chute de tension DU/U>5% apparu(s) au cours de l'année	Nombre de départs HTA en chute de tension DU/U>5%
Renouvellement du réseau HTA aérien à risques avérés dans le cadre du PAC (bois, vent, neige collante / givre, faibles sections)	Nombre de km de réseau HTA aérien PAC renouvelés par an Nombre de km de réseau HTA aérien de sections inférieures ou égales à 22 mm ² renouvelés par an	Taux de coupures longues sur incident du réseau HTA aérien, de causes incidents climatiques, pour 100 km de réseau HTA aérien

Rénovation programmée du réseau HTA aérien (ex PDV)	Nombre de km de réseau HTA aérien traités en rénovation programmée Nombre de poteaux bois supprimés	Nombre d'interruptions longues de type incident sur les réseaux aériens rénovés
Renouvellement du réseau HTA aérien de sections 34,4 mm ² et 37,7 mm ²	Nombre de km de réseau HTA aérien 34,4 mm ² et 37,7 mm ² renouvelés	Nombre de km de réseau HTA aérien 34,4 mm ² et 37,7 mm ² restant
Renforcement réseau BT	Nombre de km de réseau BT renforcés sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire	Nombre de CMA à iso-méthode
Renouvellement BT fils nus dont faible section	Nombre de km de réseau BT fils nus dont faible section déposés / nombre de km de réseau fil nus dont faible section à déposer sur la période du PPI Nombre de km de réseau BT fils nus faible section déposés / nombre de km de réseau fil nus faible section à déposer sur la période du PPI	Nombre d'interruptions longues de type incident sur les réseaux aériens BT (hors tiers et hors travaux)
Renouvellement du réseau BT aérien de fils nus dans les communes urbaines sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire	Nombre de km de réseau BT aérien de fils nus supprimés dans les communes urbaines par an	Taux de coupures longues sur incident du réseau BT aérien nu en communes urbaines pour 100 km de réseau BT aérien nu
Renouvellement des câbles BT souterrain CPI et NP	Nombre de km de câbles CPI et NP BT renouvelés / nombre de km de câbles CPI et NP BT à renouveler sur la période du PPI	Nombre d'interruptions longues de type incident sur les réseaux souterrains BT (hors tiers et hors travaux)
Améliorer la réactivité du réseau en cas d'incidents HTA par la résorption des poches d'usagers en contraintes	Nombre de poches équipées / nombre de poches à équiper.	Nombre de poches d'usagers supérieures aux seuils restantes Critère D de la concession
Renouvellement des câbles HTA souterrain CPI	Nombre de km de câbles CPI HTA renouvelés / nombre de km de câbles CPI HTA à renouveler sur la période du PPI	Fréquence de coupures longues sur incident HTA souterrain Nombre de km de réseau HTA souterrain CPI restant

¹ Les indicateurs de suivi qui portent sur des réalisations peuvent être renseignés dans le cadre du suivi annuel.

² Les indicateurs d'évaluation n'ont pas vocation à être intégrés au suivi annuel, et doivent être renseignés au terme du PPI (réalisation complète des programmes d'investissement sur les zones ciblées).

Nb. Les indicateurs d'évaluation de l'efficacité peuvent être observés sur une partie de la concession.

7. Suivi technique du PPI de l'autorité concédante

Type de priorité/programme	Indicateur de suivi (1)	Indicateur d'évaluation de l'efficacité (2)
Résorption BT fil nu y compris faible section	Km de réseaux sécurisés en zone urbaine	Longueur et taux de réseaux BT fil nu restant à sécuriser en zone urbaine
	Km de réseaux sécurisés en zone rurale	Longueur et taux de réseaux BT fil nu restant à sécuriser en zone rurale

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).

Nb. Les indicateurs d'évaluation de l'efficacité peuvent être observés sur une partie de la concession.

8. Suivi financier du PPI du gestionnaire de réseau de distribution

Suivi année <i>n</i> des dépenses d'investissement du gestionnaire du réseau de distribution dans le cadre du PPI					
Dépenses d'investissement (k€)	Prévisions d'investissements PPI en k€ HT	Réalisé de l'année N en k€ HT	Réalisé en cumulé à fin d'année N en k€ HT	Stock de provisions pour renouvellement utilisé en k€ HT (*)	Commentaires
Renforcement des réseaux	4 600				
Climatique-sécurisation	2 300				
Modernisation des réseaux dont Smart-Grids	23 300				
Total des investissements	30 200				

(*) Le gestionnaire du réseau mettra en place, d'ici la fin du premier PPI, le suivi de l'affectation des provisions pour renouvellement sauf impossibilité technique démontrée notamment liée à l'automatisation de la production de ces données. Dans ce dernier cas, la colonne sera renseignée par « NC » (non communicable).

9. Suivi financier du PPI de l'autorité concédante

Suivi année <i>n</i> des dépenses d'investissement de l'autorité concédante dans le cadre du PPI				
Dépenses d'investissement (k€)	Prévisions d'investissements PPI en k€ HT	Réalisé de l'année N en k€ HT	Réalisé en cumulé à fin d'année N en k€ HT	Commentaires
Résorption BT fil nu y compris faible section				
Total des investissements				

Annexe 1 : Tableau de suivi des programmes annuels

Ce modèle de tableau, établi avec les AODEs qui ont renouvelé leur contrat, est en vigueur en Normandie. Le DR de Normandie ne peut pas envisager un modèle spécifique par AODE au risque d'alourdir les modalités de suivi des programmes annuels. La révision de sa structure pourra être envisagée dans le cadre d'une discussion avec le TEN.

Concession	SDEM50
PPI	2021 - 2024
PA	2021

MOA	Numéro d'affaire	Finalités		Intitulé	Tension principale
		Finalité principale	Finalité NOME (associée à la finalité principale)		

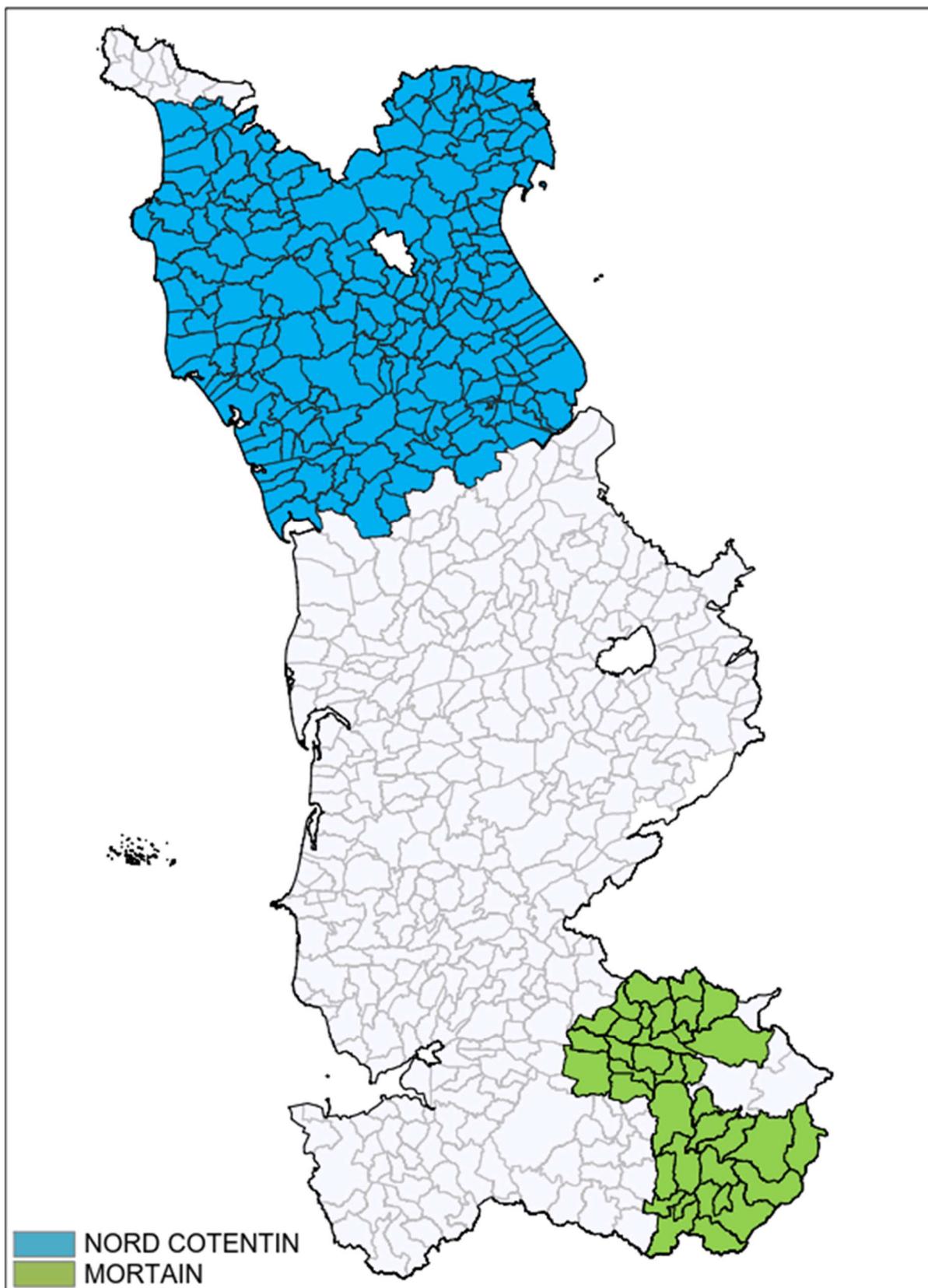
Localisation						
Poste Source	Départ HTA	Poste HTA/BT	INSEE	Commune principale	Adresse	ZPI

Quantités techniques prévues sur l'affaire
--

Réseau posé sur finalité principale (m)	Réseau déposé sur finalité principale (m)	CPI HTA déposé (m)	PAC HTA déposé (m)	CPI BT déposé (m)	Fils nus BT déposé (m)	OMT (nb)
---	---	--------------------	--------------------	-------------------	------------------------	----------

Montant 2021 prévisionnel (k€ HT)	Montant 2021 Réalisé (k€ HT)	Montant 2022 réalisé (k€ HT)	Montant 2023 Réalisé (k€ HT)	Montant 2024 Réalisé (k€ HT)	Montant 2025 Réalisé (k€ HT)	Montant 2026 Réalisé (k€ HT)	Commentaires
-----------------------------------	------------------------------	------------------------------	------------------------------	------------------------------	------------------------------	------------------------------	--------------

Annexe 2 : Carte des zones prioritaires d'investissement au titre du 1^{er} plan pluriannuel d'investissement (ZPI)



Annexe 3 : Liste des communes concernées par les zones prioritaires d'investissement au titre du 1^{er} plan pluriannuel d'investissement (ZPI)

N° de Zone de Prioritaire d'Investissement au titre du 1er PPI (ZPI)	Zone Prioritaire d'Investissement au titre du 1er PPI (ZPI)	Code INSEE	Commune concernée
1	NORD COTENTIN	50001	ACQUEVILLE
1	NORD COTENTIN	50005	AMFREVILLE
1	NORD COTENTIN	50010	ANGOVILLE-AU-PLAIN
1	NORD COTENTIN	50012	ANGOVILLE-SUR-AY
1	NORD COTENTIN	50013	ANNEVILLE-EN-SAIRE
1	NORD COTENTIN	50016	APPEVILLE
1	NORD COTENTIN	50021	AUDOUVILLE-LA-HUBERT
1	NORD COTENTIN	50022	AUMEVILLE-LESTRE
1	NORD COTENTIN	50023	AUVERS
1	NORD COTENTIN	50026	AZEVILLE
1	NORD COTENTIN	50030	BARFLEUR
1	NORD COTENTIN	50031	BARNEVILLE-CARTERET
1	NORD COTENTIN	50033	BAUBIGNY
1	NORD COTENTIN	50035	BAUDREVILLE
1	NORD COTENTIN	50036	BAUPTÉ
1	NORD COTENTIN	50045	BENOITVILLE
1	NORD COTENTIN	50049	BESNEVILLE
1	NORD COTENTIN	50051	BEUZEVILLE-AU-PLAIN
1	NORD COTENTIN	50052	BEUZEVILLE-LA-BASTILLE
1	NORD COTENTIN	50055	BINIVILLE
1	NORD COTENTIN	50057	BIVILLE
1	NORD COTENTIN	50059	BLOSVILLE
1	NORD COTENTIN	50063	BOLLEVILLE
1	NORD COTENTIN	50064	LA BONNEVILLE
1	NORD COTENTIN	50070	BOUTTEVILLE
1	NORD COTENTIN	50073	BRANVILLE-HAGUE
1	NORD COTENTIN	50078	BRETTEVILLE-SUR-AY
1	NORD COTENTIN	50079	BREUVILLE
1	NORD COTENTIN	50082	BRICQUEBEC
1	NORD COTENTIN	50083	BRICQUEBOSQ
1	NORD COTENTIN	50086	BRILLEVAULT
1	NORD COTENTIN	50087	BRIX
1	NORD COTENTIN	50089	BRUCHEVILLE
1	NORD COTENTIN	50096	CANTELOUP
1	NORD COTENTIN	50097	CANVILLE-LA-ROCQUE
1	NORD COTENTIN	50101	CARNEVILLE
1	NORD COTENTIN	50103	CARQUEBUT
1	NORD COTENTIN	50105	CATTEVILLE
1	NORD COTENTIN	50127	CHEF-DU-PONT

1	NORD COTENTIN	50135	CLITOURPS
1	NORD COTENTIN	50136	COIGNY
1	NORD COTENTIN	50138	COLOMBY
1	NORD COTENTIN	50142	COSQUEVILLE
1	NORD COTENTIN	50149	COUVILLE
1	NORD COTENTIN	50150	CRASVILLE
1	NORD COTENTIN	50153	CRETTEVILLE
1	NORD COTENTIN	50156	CROSVILLE-SUR-DOUVE
1	NORD COTENTIN	50160	DENNEVILLE
1	NORD COTENTIN	50166	DOVILLE
1	NORD COTENTIN	50169	ECAUSSEVILLE
1	NORD COTENTIN	50170	ECOQUENEAVILLE
1	NORD COTENTIN	50172	EMONDEVILLE
1	NORD COTENTIN	50175	EROUDEVILLE
1	NORD COTENTIN	50176	L'ETANG-BERTRAND
1	NORD COTENTIN	50177	ETIENVILLE
1	NORD COTENTIN	50178	FERMANVILLE
1	NORD COTENTIN	50183	FIERVILLE-LES-MINES
1	NORD COTENTIN	50184	FLAMANVILLE
1	NORD COTENTIN	50186	FLOTTEMANVILLE
1	NORD COTENTIN	50187	FLOTTEMANVILLE-HAGUE
1	NORD COTENTIN	50190	FONTENAY-SUR-MER
1	NORD COTENTIN	50191	FOUCARVILLE
1	NORD COTENTIN	50194	FRESVILLE
1	NORD COTENTIN	50196	GATTEVILLE-LE-PHARE
1	NORD COTENTIN	50204	GLATIGNY
1	NORD COTENTIN	50207	GOLLEVILLE
1	NORD COTENTIN	50209	GONNEVILLE
1	NORD COTENTIN	50211	GOUBERVILLE
1	NORD COTENTIN	50212	GOURBESVILLE
1	NORD COTENTIN	50222	GROSVILLE
1	NORD COTENTIN	50227	LE HAM
1	NORD COTENTIN	50230	HARDINVEST
1	NORD COTENTIN	50233	HAUTTEVILLE-BOCAGE
1	NORD COTENTIN	50235	LA HAYE-D'ECTOT
1	NORD COTENTIN	50236	LA HAYE-DU-PUITS
1	NORD COTENTIN	50238	HEAUVILLE
1	NORD COTENTIN	50240	HELLEVILLE
1	NORD COTENTIN	50241	HEMEVEZ
1	NORD COTENTIN	50246	HIESVILLE
1	NORD COTENTIN	50249	HOUESVILLE
1	NORD COTENTIN	50250	HOUTTEVILLE
1	NORD COTENTIN	50251	HUBERVILLE
1	NORD COTENTIN	50258	JOGANVILLE
1	NORD COTENTIN	50265	LAULNE
1	NORD COTENTIN	50268	LESTRE

1	NORD COTENTIN	50269	LIESVILLE-SUR-DOUVE
1	NORD COTENTIN	50270	LIEUSAIN
1	NORD COTENTIN	50273	LITHAIRE
1	NORD COTENTIN	50285	MAGNEVILLE
1	NORD COTENTIN	50294	MARTINVEST
1	NORD COTENTIN	50296	MAUPERTUS-SUR-MER
1	NORD COTENTIN	50299	LE MESNIL
1	NORD COTENTIN	50305	LE MESNIL-AU-VAL
1	NORD COTENTIN	50330	MOBECQ
1	NORD COTENTIN	50332	LES MOITIERS-D'ALLONNE
1	NORD COTENTIN	50333	LES MOITIERS-EN-BAUPTOIS
1	NORD COTENTIN	50335	MONTAIGU-LA-BRISETTE
1	NORD COTENTIN	50341	MONTEBOURG
1	NORD COTENTIN	50342	MONTFARVILLE
1	NORD COTENTIN	50343	MONTGARDON
1	NORD COTENTIN	50358	MORSALINES
1	NORD COTENTIN	50360	MORVILLE
1	NORD COTENTIN	50369	NEGREVILLE
1	NORD COTENTIN	50370	NEHOU
1	NORD COTENTIN	50372	NEUFMESNIL
1	NORD COTENTIN	50373	NEUVILLE-AU-PLAIN
1	NORD COTENTIN	50374	NEUVILLE-EN-BEAUMONT
1	NORD COTENTIN	50375	NEVILLE-SUR-MER
1	NORD COTENTIN	50382	NOUAINVILLE
1	NORD COTENTIN	50384	OCTEVILLE-L'AVENEL
1	NORD COTENTIN	50387	ORGLANDES
1	NORD COTENTIN	50390	OZEVILLE
1	NORD COTENTIN	50395	LA PERNELLE
1	NORD COTENTIN	50396	LES PERQUES
1	NORD COTENTIN	50400	PICAUVILLE
1	NORD COTENTIN	50401	PIERREVILLE
1	NORD COTENTIN	50402	LES PIEUX
1	NORD COTENTIN	50405	LE PLESSIS-LASTELLE
1	NORD COTENTIN	50412	PORTBAIL
1	NORD COTENTIN	50415	PRETOT-SAINTE-SUZANNE
1	NORD COTENTIN	50417	QUETTEHOU
1	NORD COTENTIN	50418	QUETTETOT
1	NORD COTENTIN	50421	QUINEVILLE
1	NORD COTENTIN	50425	RAUVILLE-LA-BIGOT
1	NORD COTENTIN	50426	RAUVILLE-LA-PLACE
1	NORD COTENTIN	50427	RAVENOVILLE
1	NORD COTENTIN	50430	REIGNEVILLE-BOCAGE
1	NORD COTENTIN	50432	RETHOVILLE
1	NORD COTENTIN	50433	REVILLE
1	NORD COTENTIN	50435	ROCHEVILLE
1	NORD COTENTIN	50442	LE ROZEL

1	NORD COTENTIN	50454	SAINT-CHRISTOPHE-DU-FOC
1	NORD COTENTIN	50457	SAINTE-COLOMBE
1	NORD COTENTIN	50458	SAINT-COME-DU-MONT
1	NORD COTENTIN	50460	SAINTE-CROIX-HAGUE
1	NORD COTENTIN	50461	SAINT-CYR
1	NORD COTENTIN	50467	SAINT-FLOXEL
1	NORD COTENTIN	50469	SAINTE-GENEVIEVE
1	NORD COTENTIN	50471	SAINT-GEORGES-DE-LA-RIVIERE
1	NORD COTENTIN	50478	SAINT-GERMAIN-DE-TOURNEBUT
1	NORD COTENTIN	50479	SAINT-GERMAIN-DE-VARREVILLE
1	NORD COTENTIN	50480	SAINT-GERMAIN-LE-GAILLARD
1	NORD COTENTIN	50481	SAINT-GERMAIN-SUR-AY
1	NORD COTENTIN	50486	SAINT-JACQUES-DE-NEHOU
1	NORD COTENTIN	50490	SAINT-JEAN-DE-LA-RIVIERE
1	NORD COTENTIN	50497	SAINT-JORES
1	NORD COTENTIN	50498	SAINT-JOSEPH
1	NORD COTENTIN	50503	SAINT-LO-D'OURVILLE
1	NORD COTENTIN	50507	SAINT-MARCOUF
1	NORD COTENTIN	50509	SAINTE-MARIE-DU-MONT
1	NORD COTENTIN	50511	SAINT-MARTIN-D'AUDOUVILLE
1	NORD COTENTIN	50517	SAINT-MARTIN-DE-VARREVILLE
1	NORD COTENTIN	50519	SAINT-MARTIN-LE-GREARD
1	NORD COTENTIN	50520	SAINT-MARTIN-LE-HEBERT
1	NORD COTENTIN	50522	SAINT-MAURICE-EN-COTENTIN
1	NORD COTENTIN	50523	SAINTE-MERE-EGLISE
1	NORD COTENTIN	50528	SAINT-NICOLAS-DE-PIERREPONT
1	NORD COTENTIN	50536	SAINT-PIERRE-D'ARTHEGLISE
1	NORD COTENTIN	50539	SAINT-PIERRE-EGLISE
1	NORD COTENTIN	50544	SAINT-REMY-DES-LANDES
1	NORD COTENTIN	50548	SAINT-SAUVEUR-DE-PIERREPONT
1	NORD COTENTIN	50551	SAINT-SAUVEUR-LE-VICOMTE
1	NORD COTENTIN	50558	SAINT-SYMPHORIEN-LE-VALOIS
1	NORD COTENTIN	50562	SAINT-VAAST-LA-HOUGUE
1	NORD COTENTIN	50567	SAUSSEMESNIL
1	NORD COTENTIN	50571	SEBEVILLE
1	NORD COTENTIN	50572	SENOVILLE
1	NORD COTENTIN	50575	SIDEVILLE
1	NORD COTENTIN	50576	SILOUVILLE-HAGUE
1	NORD COTENTIN	50577	SORTOSVILLE-EN-BEAUMONT
1	NORD COTENTIN	50578	SORTOSVILLE
1	NORD COTENTIN	50579	SOTTEVAST
1	NORD COTENTIN	50580	SOTTEVILLE
1	NORD COTENTIN	50585	SURTAINVILLE
1	NORD COTENTIN	50586	SURVILLE
1	NORD COTENTIN	50587	TAILLEPIED
1	NORD COTENTIN	50588	TAMERVILLE

1	NORD COTENTIN	50593	TEURTHEVILLE-BOCAGE
1	NORD COTENTIN	50594	TEURTHEVILLE-HAGUE
1	NORD COTENTIN	50595	LE THEIL
1	NORD COTENTIN	50596	THEVILLE
1	NORD COTENTIN	50598	TOCQUEVILLE
1	NORD COTENTIN	50599	TOLLEVAST
1	NORD COTENTIN	50600	TONNEVILLE
1	NORD COTENTIN	50604	TREAUVILLE
1	NORD COTENTIN	50609	TURQUEVILLE
1	NORD COTENTIN	50610	URVILLE
1	NORD COTENTIN	50613	VALCANVILLE
1	NORD COTENTIN	50614	LE VALDECIE
1	NORD COTENTIN	50617	VARENGUEBEC
1	NORD COTENTIN	50618	VAROUVILLE
1	NORD COTENTIN	50619	LE VAST
1	NORD COTENTIN	50620	VASTEVILLE
1	NORD COTENTIN	50621	VAUDREVILLE
1	NORD COTENTIN	50623	VAUVILLE
1	NORD COTENTIN	50629	VESLY
1	NORD COTENTIN	50633	LE VICEL
1	NORD COTENTIN	50634	VIDECOSVILLE
1	NORD COTENTIN	50636	VIERVILLE
1	NORD COTENTIN	50642	VINDEFONTAINE
1	NORD COTENTIN	50643	VIRANDEVILLE
1	NORD COTENTIN	50646	LE VRETOT
1	NORD COTENTIN	50648	YVETOT-BOCAGE
2	MORTAIN	50029	BARENTON
2	MORTAIN	50040	BEAUFICEL
2	MORTAIN	50043	BELLEFONTAINE
2	MORTAIN	50056	BION
2	MORTAIN	50088	BROUAINS
2	MORTAIN	50090	BUAIS
2	MORTAIN	50131	CHERENCE-LE-ROUSSEL
2	MORTAIN	50152	LES CRESNAYS
2	MORTAIN	50158	CUVES
2	MORTAIN	50179	FERRIERES
2	MORTAIN	50195	GATHEMO
2	MORTAIN	50245	HEUSSE
2	MORTAIN	50254	HUSSON
2	MORTAIN	50260	JUVIGNY-LE-TERTRE
2	MORTAIN	50271	LINGEARD
2	MORTAIN	50300	LE MESNIL-ADELEE
2	MORTAIN	50312	LE MESNIL-GILBERT
2	MORTAIN	50318	LE MESNIL-RAINFRAY
2	MORTAIN	50323	LE MESNIL-TOVE
2	MORTAIN	50359	MORTAIN

2	MORTAIN	50381	NOTRE-DAME-DU-TOUCHET
2	MORTAIN	50397	PERRIERS-EN-BEAUFICEL
2	MORTAIN	50428	REFFUVEILLE
2	MORTAIN	50436	ROMAGNY
2	MORTAIN	50450	SAINT-BARTHELEMY
2	MORTAIN	50462	SAINT-CYR-DU-BAILLEUL
2	MORTAIN	50474	SAINT-GEORGES-DE-ROUELLEY
2	MORTAIN	50494	SAINT-JEAN-DU-CORAIL
2	MORTAIN	50508	SAINTE-MARIE-DU-BOIS
2	MORTAIN	50525	SAINT-MICHEL-DE-MONTJOIE
2	MORTAIN	50542	SAINT-POIS
2	MORTAIN	50557	SAINT-SYMPHORIEN-DES-MONTS
2	MORTAIN	50582	SOURDEVAL
2	MORTAIN	50591	LE TEILLEUL
2	MORTAIN	50625	VENGEONS
2	MORTAIN	50638	VILLECHIEN

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 :					
(1) : saisie de l'autorité concédante quand l'identifiant Enedis été communiqué en phase d'étude (2) : correspond à la date de mise en exploitation de l'ouvrage par le concessionnaire					
Nota : Les cellules à fond bleu et blanc se remplissent automatiquement après saisie de l'ensemble des éléments du dossier dans les cellules à fond vert.					

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.

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 :

$$C = (1 - r) \cdot (C_{fE} + C_{VE} \times L_E)$$

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.

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'usagers situés sur des propriétés géographiquement proches peuvent solliciter auprès du gestionnaire du réseau de distribution le raccordement de plusieurs points de raccordement.

Le constructeur, le lotisseur ou l'aménageur définit la puissance de raccordement et la communique au gestionnaire du réseau de distribution en fonction des besoins de l'opération. Celui-ci formule une proposition technique et financière de raccordement dont la durée de validité est précisée. Dans le cas d'un groupe d'usagers, la puissance de raccordement prise en compte est la somme des puissances de raccordement demandées.

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} février 2020 conformément à la décision ministérielle du 29 janvier 2020 relative aux tarifs réglementés de vente applicables aux consommateurs résidentiels en France métropolitaine continentale (NOR : TRER2001501S).

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	80,64	9,65
6	97,20	9,65
9	114,00	9,99
12	131,04	9,99
15	146,76	9,99
18	164,52	9,99
24	204,36	9,99
30	241,80	9,99
36	275,88	9,99

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)

8,76

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	66,72	5,64	9,65	3,60
Puissance souscrite > 6 kVA	66,72	5,64	9,99	3,60
Version B				
Puissance souscrite ≤ 6 kVA	66,72	3,60	10,28	1,73
Puissance souscrite > 6 kVA	66,72	3,60	10,75	1,78

(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	104,40	11,61	7,91
9	126,72	11,61	7,91
12	147,36	11,61	7,91
15	166,32	11,61	7,91
18	183,36	11,61	7,91
24	223,68	11,61	7,91
30	258,00	11,61	7,91
36	291,12	11,61	7,91

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,76

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

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)		Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses
Version A	66,72	6,96	11,61	7,91	3,91	2,62
Version B	66,72	6,12	11,93	8,00	1,86	0,30

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	123,48	7,12	9,53	8,37	11,25	9,17	49,86
12	142,92	7,12	9,53	8,37	11,25	9,17	49,86
15	158,52	7,12	9,53	8,37	11,25	9,17	49,86
18	172,80	7,12	9,53	8,37	11,25	9,17	49,86
24-30	245,40	7,12	9,53	8,37	11,25	9,17	49,86
36	280,56	7,12	9,53	8,37	11,25	9,17	49,86

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,76

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

	Abonnement	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)
Version A	66,72	6,48
Version B	66,72	6,12

	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	7,12	9,53	8,37	11,25	9,17	49,86
Version B	6,91	9,85	8,14	11,22	10,22	51,59

	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	2,87	3,87	2,83	3,89	2,86	3,88
Version B	0,29	1,83	0,28	1,62	0,51	2,75

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	112,44	9,32	22,60
12	128,64	9,32	22,60
15	144,84	9,32	22,60
18	161,04	9,32	22,60
36	259,08	9,32	22,60

Majoration pour les autoproduiteurs individuels avec injection (€/an)

8,76

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

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)		Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)	Heures Normales	Heures de Pointe Mobile	Heures Normales	Heures de Pointe Mobile
Version A	66,72	5,40	9,32	22,60	3,73	3,73
Version B	66,72	3,60	9,91	26,02	1,77	2,91

Tarifs (a) au 1^{er} février 2020 conformément à la décision ministérielle du 29 janvier 2020 relative aux tarifs réglementés de vente applicables aux consommateurs non résidentiels en France métropolitaine continentale (NOR : TRER2001500S).

TARIF BLEU - OPTION BASE NON-RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION pour les sites non éligibles définis à l'article L.337-7 du code de l'énergie

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	116,16	10,37
6	136,56	10,37
9	154,44	10,37
12	174,12	10,37
15	189,60	10,37
18	207,96	10,37
24	247,80	10,37
30	285,72	10,37
36	324,48	10,37

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,76

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	101,52	6,24	10,37	3,52
Version B	101,52	3,60	11,35	1,84

TARIF BLEU - OPTION HEURES CREUSES NON-RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION pour les sites non éligibles définis à l'article L.337-7 du code de l'énergie

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	136,92	11,25	7,85
9	156,00	11,25	7,85
12	175,56	11,25	7,85
15	195,48	11,25	7,85
18	212,64	11,25	7,85
24	253,68	11,25	7,85
30	290,40	11,25	7,85
36	327,24	11,25	7,85

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,76

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	101,52	6,48	11,25	7,85	3,84	2,80
Version B	101,52	6,12	11,29	7,64	1,63	0,28

TARIF BLEU NON-RESIDENTIEL POUR UTILISATIONS LONGUES
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION pour les sites non éligibles définis à l'article L.337-7 du code de l'énergie

Modalités sans comptage (limitées à 2,2 kVA)	Forfait par kVA et en Euros par an	862,20
--	------------------------------------	--------

TARIF BLEU NON-RESIDENTIEL POUR FOURNITURE A PARTIR DE MOYENS NON RACCORDES AU RESEAU
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION pour les sites non éligibles définis à l'article L.337-7 du code de l'énergie

Générateur photovoltaïque	Forfait pour 1 kW (*) en Euros par an	158,40
	Par hW supplémentaire en Euros par an	13,08
Générateur éolien puissance ≤ 4 kW	Forfait pour 2 kW (*) en Euros par an	316,80
	Par hW supplémentaire en Euros par an	13,08
Micro centrale hydraulique ou générateur éolien de puissance	Abonnement en Euros par kW par an	93,36
	Prix d'énergie en c€/kWh	3,81

(*) 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	27,04		10,37

	Mensualités d'abonnement (en €/mois)		Prix de l'énergie (en c€/kWh)	
	Terme fixe		Heures Pleines	Heures Creuses
			Avec Heures Creuses	27,27

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	159,60	7,49	10,15	9,25	12,61	10,11	22,85
12	180,24	7,49	10,15	9,25	12,61	10,11	22,85
15	191,04	7,49	10,15	9,25	12,61	10,11	22,85
18	208,20	7,49	10,15	9,25	12,61	10,11	22,85
24-30	274,20	7,49	10,15	9,25	12,61	10,11	22,85
36	311,04	7,49	10,15	9,25	12,61	10,11	22,85

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)

8,76

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

	Abonnement	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)
Version A	101,52	6,12
Version B	101,52	6,12

	Prix de l'énergie - flux alloproduits (en c€/kWh)					
	Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
Version A	7,49	10,15	9,25	12,61	10,11	22,85
Version B	6,93	9,84	8,68	12,32	11,08	24,62

	Prix de l'énergie - flux autoproduits (en c€/kWh)					
	Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
Version A	2,91	3,85	2,96	3,85	2,94	3,84
Version B	0,24	1,41	0,24	1,42	0,51	2,75

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	163,20	9,52	21,63
15	179,40	9,52	21,63
18	195,72	9,52	21,63
36	294,24	9,52	21,63

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)

8,76

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

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)		Prix de l'énergie flux autoproduits (en c€/kWh)	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)	Heures Normales	Heures de Pointe Mobile	Heures Normales	Heures de Pointe Mobile
Version A	101,52	5,40	9,52	21,63	3,71	3,71
Version B	101,52	3,60	9,81	25,01	1,64	2,90

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)	91,20	6,81

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,76

Version applicable aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement (en €/kVA/an)	Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)	Prix de l'énergie flux autoproduits (en c€/kWh)
Version A	92,40	6,81	1,43

(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} février 2020 conformément à la décision ministérielle du 29 janvier 2020 relative aux tarifs réglementés de vente Jaunes et Verts applicables aux consommateurs en France métropolitaine continentale (NOR : TRER2001499S).

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	9,84	13,014	13,014	8,988	8,512	6,188
Utilisations Moyennes	7,08		13,014	8,988	8,512	6,188
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				9,92	€/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	Heures Hiver	Eté	
				Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Utilisations Longues	7,08	20,448	10,965	8,386	7,004
Coefficients de puissance réduite *	Utilisations Longues	1,00	1,00	1,00	1,00
Calcul des dépassements			9,92	€/heure ^(b)	

* Utilisations longues : un seul dénivelé possible

TARIF VERT - OPTION A5 BASE
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION pour les sites non éligibles définis à l'article L.337-7 du code de l'énergie

Version	Prime fixe annuelle (€/kW)	Prix de l'énergie (c€/kWh)				
		Pointe	Hiver		Eté	
			Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Courtes Utilisations	24,12	15,815	11,426	7,348	6,416	3,966
Coefficients de puissance réduite *	Courtes Utilisations	1,00	0,99	0,85	0,85	0,79
Calcul des dépassements	Prix (en €/kW)	Coefficients par poste				
	1,25	1,00	0,99	0,85	0,85	0,80
Energie réactive			1,94	c€/kVA ^{rh}		

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/kW) 12,36

TARIF VERT - OPTION A5 EJP
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION pour les sites non éligibles définis à l'article L.337-7 du code de l'énergie

Version	Prime fixe annuelle (€/kW)	Prix de l'énergie (c€/kWh)			
		Hiver		Eté	
		Pointe Mobile	Heures Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Moyennes Utilisations	30,60	18,573	8,872	5,921	3,756
Coefficients de puissance réduite *	Moyennes Utilisations	1,00	0,98	0,76	0,76
Calcul des dépassements	Energie €/kWh	Prix (en €/kW)	Coefficients par poste		
	4,05	4,05	1,00	0,98	0,76
Energie réactive			1,94	c€/kVArh	

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/kW) 12,36

TARIFICATION A LA PUISSANCE
MAJORATION - MINORATION
EN EXTINCTION en France métropolitaine continentale

Tension de livraison	Taux de correction (€/kW/an)
A	
BT (*)	20,23
HTA1	0,00
HTA2 et HTB1	0,00
HTB2	0,00
HTB3	0,00

Coefficients de versionnage	
MU	CU
1,00	1,00

Le montant de majoration ou de minoration de la prime fixe annuelle est obtenu en multipliant la puissance souscrite maximale par le taux défini par la catégorie tarifaire, la tension d'alimentation et par le "coefficient de versionnage".

Exemple :

Tarif Vert A Moyenne Utilisation ayant une puissance souscrite maximale de 5 000 kW raccordé en HTB1 :

Correctif = 5 000 kW x (0,00) x 1,00 = 0,00 €/an

(*) : 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.

(b) Dans le cas de comptage équipé de contrôleur électronique.

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 ;
- lisibilité : le niveau de complexité des tarifs doit être adapté au type d'utilisateur du domaine de tension considéré. C'est pourquoi les tarifs proposés sont fondés sur un regroupement en une ou plusieurs plages temporelles ;
- cohérence : les différentes options proposées à un même utilisateur doivent refléter les coûts avec le même degré de finesse ;
- faisabilité : les tarifs doivent pouvoir être mis en œuvre sur les plans techniques et opérationnels ;
- progressivité : une évolution de la structure tarifaire engendre inévitablement des évolutions de factures pour certains utilisateurs. C'est en particulier le cas pour les utilisateurs dont les options tarifaires ne reflètent pas les coûts de réseau avec un haut degré de finesse. Le cas échéant, la CRE s'attache à ce que les modifications introduites par un nouveau tarif soient progressives, de façon à ce que l'ensemble des parties prenantes conserve une visibilité suffisante sur les évolutions tarifaires à venir.

ANNEXE 6

CATALOGUES DES PRESTATIONS ET DES SERVICES DU GESTIONNAIRE DU RESEAU DE DISTRIBUTION

Les offres de prestations annexes d'Enedis s'adressent à l'ensemble des acteurs du marché : fournisseurs d'électricité, clients finaux (consommateurs ou producteurs), que ces clients finaux aient fait valoir ou non leur éligibilité, responsables d'équilibre.

Afin de clarifier la compréhension de ses offres, Enedis les a regroupées au sein de quatre catalogues de prestations :

- Trois catalogues à destination des fournisseurs et clients finaux segmentés en :
 - o Particuliers ;
 - o Collectivités locales ;
 - o Entreprises et professionnels.
- Un catalogue à destination des responsables d'équilibre.

Trois catégories de prestations sont proposées dans les trois catalogues à destination des fournisseurs et clients finaux.

- Deux catégories relèvent de la compétence exclusive d'Enedis et concernent les prestations :
 - o réalisées sous le monopole de gestionnaire de réseau public d'Enedis (Catégorie 1) ;
 - o relevant du barème de facturation des opérations de raccordement des utilisateurs des réseaux publics de distribution d'électricité concédés à Enedis (Catégorie 3).
- Une catégorie autorise Enedis ainsi que d'autres acteurs compétents à réaliser des prestations dans un contexte concurrentiel (Catégorie 2).
Ces prestations (catégorie 2) sont alors décrites à la fin des sections consommateurs ou producteurs de chacun des trois catalogues concernés.

Les prestations peuvent être demandées directement par le client final disposant d'un contrat d'accès au réseau de distribution (CARD) ou par le fournisseur pour le compte du client final lorsque ce dernier dispose d'un contrat unique.

Dans certains cas (identifiés dans les fiches de prestations correspondantes), les prestations peuvent également être demandées par un tiers autorisé ou par le client final en contrat unique.

Les prestations sont réalisées les jours ouvrés (du lundi au vendredi hors jours fériés) et en heures ouvrées (définies selon les organisations locales). A titre exceptionnel, et dans la limite des disponibilités des équipes techniques, certaines prestations peuvent être programmées en dehors des heures ouvrées : elles donnent alors lieu à des majorations de prix reflétant les surcoûts de main d'œuvre engagés.

Une option «express», accessible en fonction des disponibilités des équipes techniques locales, est proposée pour certaines prestations.

Les prestations sont facturées :

- à l'acte pour les plus fréquentes ayant pu faire l'objet d'une normalisation ;
- sur devis pour celles n'ayant pu l'être.

Des frais sont appliqués par Enedis pour les cas suivants :

- annulation tardive d'intervention, moins de 2 jours avant la date programmée (frais de dédit) ;

- intervention qui n'a pas pu être réalisée du fait du fournisseur ou du client final (déplacement vain).

Ces principes de facturation sont susceptibles d'évoluer en fonction du contexte réglementaire ou législatif, ou suite à la demande du régulateur.

- **Les prestations facturées à l'acte :**

Ces prestations sont facturées suivant un barème préétabli.

Les prix indiqués :

- sont exprimés à la fois hors taxes et toutes taxes comprises et concernent les interventions réalisées en heures ouvrées ;
- ne comprennent pas les prix des matériels lorsque ces derniers doivent être fournis par le demandeur (ex : fourniture de transformateurs de courant).

L'option «express», proposée pour certaines d'entre elles, fait l'objet d'un complément de facturation qui s'ajoute au prix initial de la prestation et dont le montant figure au «tableau des autres frais».

- **Les prestations sur devis :**

Pour chaque demande de ce type, un devis est établi sur la base d'un canevas technique pour les opérations standards, ou sur la base des coûts réels pour les autres cas.

- **Les demandes effectuées en dehors des catalogues font également l'objet d'un devis.**

La liste des prestations et services, ainsi que leur prix, est consultable sur le site internet du gestionnaire du réseau de distribution : www.enedis.fr

ANNEXE 7

CONDITIONS GENERALES DE VENTE POUR LES CLIENTS RESIDENTIELS



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

Le service public de l'électricité est organisé par les autorités concédantes (les communes, ou leurs groupements, ou exceptionnellement les départements, auxquels la loi a donné compétence pour organiser localement le service public).

Le service public ainsi concédé se décline en deux missions confiées respectivement au fournisseur Electricité de France (EDF SA) et au distributeur Enedis :

- pour EDF : la mission de fournir les clients raccordés au Réseau Public de Distribution (RPD) d'énergie électrique, qui bénéficient des tarifs réglementés,
- pour Enedis : la mission de développer et d'exploiter le RPD en vue de permettre l'acheminement de l'électricité.

Les présentes Conditions Générales ont été élaborées après consultation des associations de consommateurs représentatives et après concertation avec les organisations les plus représentatives des collectivités concédantes. À ce titre, elles sont établies conformément au cahier des charges de concession applicable sur le territoire de la commune où est situé le point de livraison du client, et annexées à ce dernier. Ce cahier des charges peut être commandé auprès d'Enedis selon les modalités publiées sur son site enedis.fr/Concessions ou d'EDF à l'adresse mentionnée à l'article 12 et est consultable auprès de l'autorité concédante.

1. OBJET

Les présentes Conditions Générales portent à la fois sur l'acheminement de l'électricité aux clients résidentiels assuré par Enedis et sur la fourniture d'électricité aux clients résidentiels assurée par EDF sous réserve de son acheminement. Elles sont applicables aux clients résidentiels situés en France métropolitaine continentale et alimentés en basse tension sous une puissance inférieure ou égale à 36 kVA. Il est précisé qu'avec la souscription d'un contrat de fourniture d'électricité, le client conserve une relation contractuelle directe avec Enedis pour les prestations relevant de l'acheminement. Les engagements d'EDF et d'Enedis vis-à-vis du client, ainsi que les obligations que doit respecter le client à leur égard, sont décrits dans les présentes Conditions Générales et dans la synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD figurant en annexe.

2. DISPOSITIONS GÉNÉRALES

Les présentes Conditions Générales sont tenues à la disposition de toute personne qui en fait la demande. Elles sont disponibles et téléchargeables sur le site edf.fr. Elles sont en outre remises à tout client souscrivant un contrat de fourniture d'électricité au tarif réglementé conformément à la réglementation en vigueur.

3. CONTRAT DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ

3-1 Souscription du contrat

• Date de conclusion

Le contrat est conclu à la date de sa signature. Néanmoins, lors d'un emménagement, si le client choisit de souscrire son contrat par téléphone et souhaite être mis en service avant l'expiration du délai de rétractation, le contrat est conclu dès sa date d'acceptation par le client au téléphone.

• Date de prise d'effet

Le contrat prend effet à la date de mise en service ou à la date de changement de fournisseur fixée avec le client, sans préjudice de l'application du droit de rétractation, dans le respect des délais prévus par le catalogue des prestations d'Enedis en vigueur (ci-après, le Catalogue des Prestations). En cas de mise en service, le délai prévisionnel de fourniture d'électricité est de cinq jours ouvrés sur un raccordement existant et de dix jours ouvrés sur un nouveau raccordement. À la demande du client, ces délais peuvent être plus courts moyennant le versement d'un supplément de prix dans les conditions décrites à l'article 6-1. En cas de changement de fournisseur, ce délai ne peut excéder vingt et un jours à compter de la demande du client.

La mise en service est subordonnée au paiement par le client des éventuels montants à sa charge pour la réalisation des travaux de raccordement, notamment le branchement.

La date de prise d'effet figure sur la première facture adressée au client.

• Droit de rétractation

En cas de souscription à distance, le client bénéficie d'un droit de rétractation qu'il peut exercer, sans pénalité et sans avoir à justifier d'un motif quelconque, dans un délai de quatorze jours à compter du lendemain de la date de conclusion du contrat. Lorsque le délai de quatorze jours expire un samedi, un dimanche ou un jour férié ou chômé, il est prorogé jusqu'au premier jour ouvrable suivant.

Le client informe EDF de sa décision de se rétracter en adressant le formulaire de rétractation qui lui a été transmis ou toute autre déclaration dénuée d'ambiguïté exprimant sa volonté de se rétracter.

Lorsque le client souhaite être mis en service avant la fin du délai de rétractation, il doit en faire la demande expresse auprès d'EDF, par tout moyen lorsque le client est en situation d'emménagement, et sur papier ou sur support durable dans les autres situations.

En cas d'exercice de son droit de rétractation, le client est redevable de l'énergie consommée, des prestations réalisées et de l'abonnement jusqu'à la date à laquelle il exerce ce droit.

3-2 Titulaire du contrat

Lors de la souscription du contrat, EDF demande le nom du ou des clients. Cette information est reprise sur la première facture.

Le contrat de fourniture d'électricité est valable uniquement pour le point de livraison considéré. L'électricité livrée à ce titre ne peut en aucun cas être cédée à des tiers, même gratuitement.

3-3 Durée du contrat

À l'exception des abonnements temporaires ou des alimentations provisoires liés à un besoin particulier du client, le contrat est conclu pour une durée d'un an. Il est renouvelé tacitement par périodes d'un an jusqu'à sa résiliation par l'une des parties.

3-4 Résiliation du contrat

• Résiliation du contrat par le client

Le client peut résilier le contrat à tout moment sans pénalité. Le client est responsable de l'abonnement, des consommations enregistrées et des prestations réalisées jusqu'à la résiliation. En cas de changement de fournisseur, le contrat est résilié de plein droit à la date de prise d'effet du nouveau contrat de fourniture du client. Dans les autres cas de résiliation (non-acceptation d'une modification contractuelle proposée par EDF, déménagement du client...), le client doit informer EDF de la résiliation du contrat par tout moyen. La résiliation prend effet à la date souhaitée par le client, qui ne peut être antérieure à la demande.

• Résiliation du contrat par EDF

EDF peut résilier le contrat en cas de non-respect par le client de l'une de ses obligations prévues au contrat, après mise en demeure de remplir ses obligations adressée au client et restée sans effet dans un délai de trente jours.

Dans le cas particulier du non-paiement par le client des factures, EDF peut résilier le contrat conformément aux dispositions de l'article 7-4. Le contrat est résilié de plein droit en cas de résiliation du contrat conclu entre EDF et Enedis relatif à l'accès et l'utilisation du RPD.

• Dans tous les cas de résiliation

Le client reçoit une facture de résiliation dans un délai de quatre semaines à compter de la résiliation du contrat. Pour établir cette facture, les consommations font l'objet :

- soit d'un auto-relevé réalisé par le client le jour de la résiliation et communiqué à EDF,
- soit d'une estimation *prorata temporis*, réalisée par Enedis, basée sur les consommations antérieures du client sur son point de livraison ou, à défaut d'historique disponible et exploitable, sur celles de points de livraison présentant des caractéristiques de consommation comparables (puissance, option tarifaire, zone géographique),
- soit d'un relevé spécial payant lorsqu'il est effectué à la demande du client (le prix figure dans le Catalogue des Prestations ou est obtenu sur simple demande auprès d'EDF).

Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les consommations sont celles télérelevées au jour de la résiliation.

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 est adressée au client par courrier ou par voie électronique et est établie conformément à la réglementation en vigueur. La facture comporte s'il y a lieu le montant des frais correspondant à des prestations annexes. Les catalogues de ces prestations et les prix applicables sont disponibles sur les sites edf.fr, enedis.fr/Catalogue_des_prestations ou sur simple demande auprès d'EDF. EDF informe le client du prix de la prestation demandée préalablement à toute intervention.

6-2 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 échéancier de paiements mensuels et conviennent que ces montants feront l'objet d'un prélèvement automatique sur un compte bancaire, postal ou de caisse d'épargne. L'échéancier pourra être révisé en cours de période si un écart notable apparaît entre la consommation réelle et la consommation estimée, suite à un relevé d'Enedis. Un nouvel échéancier sera alors adressé au client. Dans tous les cas, une facture de régularisation sera adressée au client le douzième mois sur la base des consommations réelles relevées par Enedis ou, à défaut, sur la base de ses consommations estimées. Le prix de toute option ou prestation complémentaire souscrite en cours de contrat sera ajouté au montant de la facture de régularisation.

• Espèces

Le client a la possibilité de régler sa facture en espèces sans frais dans les bureaux de Poste, muni de sa facture. Les modalités pratiques font l'objet d'une information sur le site edf.fr ou sur simple appel à EDF.

• **Chèque énergie** conformément aux articles R. 124-1 et suivants du code de l'énergie.

7-3 Responsabilité du paiement

Selon les indications du client, les factures sont expédiées :

- soit au(x) client(s) à l'adresse du point de livraison,
- soit au(x) client(s) à une adresse différente de celle du point de livraison,
- soit à l'adresse d'un tiers désigné comme payeur par le(s) client(s).

Dans tous les cas, le(s) client(s) reste(nt) responsable(s) du paiement des factures.

7-4 Mesures prises par EDF en cas de non-paiement

En l'absence de paiement intégral à la date limite de paiement indiquée sur la facture et sous réserve des dispositions de l'article 7-5, EDF informe le client par courrier, valant mise en demeure, qu'à défaut de règlement dans un délai supplémentaire de quinze jours par rapport à la date limite de paiement indiquée sur sa facture, sa fourniture pourra être réduite ou suspendue.

À défaut d'accord entre EDF et le client dans le délai supplémentaire mentionné ci-dessus, EDF avise le client par courrier valant mise en demeure que :

- en l'absence de paiement dans un délai de vingt jours, sa fourniture sera réduite ou suspendue,
- si aucun paiement n'est intervenu dix jours après l'échéance de ce délai de vingt jours, EDF pourra résilier le contrat de plein droit.

Le client peut saisir les services sociaux s'il estime qu'il éprouve des difficultés particulières au regard notamment de son patrimoine, de l'insuffisance de ses ressources ou de ses conditions d'existence et que sa situation relève des dispositions de l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles.

Tout déplacement pour réduction ou suspension de la fourniture donne lieu à facturation de frais selon le Catalogue des Prestations, sauf pour les clients reconnus en situation de précarité par les Commissions Fonds de Solidarité pour le Logement et les clients bénéficiaires d'un chèque énergie s'étant fait connaître d'EDF, tels que mentionnés à l'article 7-5, selon les modalités prévues par la réglementation en vigueur.

7-5 Dispositions pour les clients en situation de précarité

• Chèque énergie

Conformément à la réglementation en vigueur, le client, dont les ressources du foyer sont inférieures à un montant défini par décret, bénéficie, conformément aux articles R. 124-1 et suivants du code de l'énergie, d'un chèque énergie qui peut servir au paiement de ses factures d'électricité. Ce dispositif fait l'objet d'une information sur le site chequeenergie.gouv.fr, sur le site edf.fr et sur simple appel au :

0 805 204 805 Service & appel gratuits

• Fonds de solidarité pour le logement (« FSL »)

Lorsque le contrat alimente la résidence principale du client et que celui-ci éprouve des difficultés à s'acquitter de sa facture d'électricité, il peut déposer auprès du FSL de son département une demande d'aide au paiement de ses

factures d'électricité. À compter de la date de dépôt d'une demande d'aide relative à une situation d'impayé d'une facture d'électricité auprès du FSL, le client bénéficie du maintien de la fourniture d'électricité jusqu'à ce qu'il ait été statué sur sa demande d'aide. Toutefois, à défaut d'une décision d'aide prise dans un délai de deux mois, EDF peut procéder à la suspension de la fourniture d'électricité vingt jours après en avoir avisé le client par courrier.

• Dispositions communes

Le délai supplémentaire de quinze jours mentionné à l'article 7-4 est porté à trente jours dans les trois cas suivants :

- si le client est bénéficiaire d'un chèque énergie conformément aux articles R 124-1 et suivants du code de l'énergie.
- lorsqu'il a déjà reçu une aide du FSL pour régler sa facture auprès d'EDF,
- si sa situation relève d'une convention signée entre EDF et le département de résidence du client sur les situations d'impayés en matière de fourniture d'énergie.

7-6 Délai de remboursement

• En cours de contrat, lorsqu'une facture fait apparaître un trop-perçu :

- si le client est mensualisé, il est remboursé sous quinze jours, quel que soit le montant du trop-perçu,
- si le client n'est pas mensualisé, le client est remboursé sous quinze jours lorsque le trop-perçu est supérieur à 15 € TTC. S'il s'agit d'une somme inférieure, elle sera déduite de la prochaine facture du client sauf si le client fait une demande de remboursement à EDF, auquel cas il est remboursé sous quinze jours à compter de sa demande.

• En cas de résiliation du contrat :

si la facture de résiliation fait apparaître un trop-perçu en faveur du client, EDF rembourse ce montant dans un délai maximal de quinze jours à compter de la date d'émission de la facture de résiliation.

• **En cas de non-respect par EDF de ces délais :**
les sommes à rembourser seront majorées, de plein droit et sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités calculées sur la base d'une fois et demie le taux de l'intérêt légal appliqué au montant de la créance TTC. Le montant de ces pénalités ne peut être inférieur à 7,50 € TTC.

7-7 Impôts, taxes et contributions

Les prix afférents au présent contrat sont majorés de plein droit du montant des taxes, impôts, charges, redevances ou contributions de toute nature, actuels ou futurs, supportés ou dus par EDF dans le cadre de la production et/ou de la fourniture d'électricité, ainsi que de l'accès au réseau public de transport et de distribution et son utilisation en application de la législation et/ou de la réglementation. Toutes modifications et/ou évolutions de ces taxes, impôts, charges, redevances ou contributions de toute nature seront immédiatement applicables de plein droit au contrat en cours d'exécution.

8. RESPONSABILITÉ

8-1 Responsabilité d'EDF vis-à-vis du client

EDF est responsable des dommages directs et certains causés au client en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de la fourniture d'électricité, sauf dans les cas de force majeure.

8-2 Responsabilité du client vis-à-vis d'EDF et d'Enedis

Le client est responsable des dommages directs et certains causés à EDF en cas de non-respect de ses obligations contractuelles, sauf en cas de force majeure.

Le client est responsable en cas de non-respect et de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à Enedis suivant les modalités précisées dans l'annexe des présentes Conditions Générales.

9. DONNÉES À CARACTÈRE PERSONNEL

EDF regroupe dans ses fichiers clientèle et marketing des données à caractère personnel relatives à ses clients. Ces fichiers sont gérés en conformité avec la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978 modifiée relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés et avec le règlement (UE) 2016/679 du 27 avril 2016 relatif à la protection des personnes physiques à l'égard du traitement des données personnelles et à la libre circulation de ces données.

La collecte de certaines données est obligatoire, notamment les nom, prénom, adresse du client, tarif choisi.

D'autres données sont facultatives : coordonnées bancaires, adresse payeur, caractéristiques des installations intérieures, coordonnées téléphoniques, courrier électronique... Leur communication est nécessaire pour bénéficier d'un service personnalisé (espace client, facture électronique...).

Les données nécessaires à Enedis et, le cas échéant, aux établissements financiers et postaux, aux prestataires pour les opérations de recouvrement ou de gestion du chèque énergie, aux structures de médiation sociale, ainsi qu'aux tiers autorisés, leur sont communiquées par EDF. EDF conserve les données collectées pendant la durée du contrat et 5 ans à compter de sa résiliation.

Les fichiers ont pour finalité la gestion des contrats (dont le suivi de consommation, la facturation et le recouvrement) et les opérations commerciales (dont la prospection commerciale) réalisées par EDF. La prospection par voie électronique par EDF est possible si le client y a préalablement consenti de manière expresse. Le client dispose, s'agissant des informations personnelles le concernant :

- d'un droit d'accès ainsi que d'un droit de rectification dans l'hypothèse où ces informations s'avèreraient inexacts, incomplètes, équivoques et/ou périmés,
- d'un droit d'opposition, sans frais, à l'utilisation par EDF de ces informations à des fins de prospection commerciale. Lorsque le client exerce son droit d'opposition, EDF prend les mesures nécessaires afin qu'il ne soit plus destinataire des opérations de prospection.
- d'un droit à la limitation du traitement dont ses données font l'objet,
- d'un droit à la portabilité de ses données en application de la réglementation.

Le client peut exercer les droits susvisés auprès de l'entité EDF qui gère son contrat. Les coordonnées de cette entité figurent sur les factures adressées au client. En outre, le droit d'opposition peut s'exercer par téléphone, par courrier électronique à l'adresse « mesdonnees@edf.fr » ou par le lien de désabonnement figurant sur tout courrier électronique adressé par EDF. Ces droits peuvent également être exercés auprès du Délégué à la protection des données d'EDF à l'adresse suivante :

Tour EDF
20, Place de la Défense
92050 Paris La Défense

ou par courrier électronique à l'adresse « informatique-et-libertes@edf.fr ».

Enfin, le client dispose de la possibilité d'introduire un recours auprès de la Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés.

10. MODES DE RÈGLEMENT DES LITIGES

10-1 Modes de règlement internes

En cas de litige relatif à l'exécution du contrat, le client peut adresser une réclamation orale ou écrite accompagnée éventuellement d'une demande d'indemnisation, au Centre de Relation Client (CRC) dont les coordonnées figurent sur sa facture. Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par le CRC, il peut saisir l'instance d'appel interne aux coordonnées suivantes :

EDF Service Consommateurs - TSA 20021,
41975 Blois Cedex 9

Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par le Service Consommateurs, il peut saisir le Médiateur EDF par le formulaire internet disponible sur le site mediateur.edf.fr ou par courrier aux coordonnées suivantes :

Médiateur d'EDF - TSA 50026,
75804 Paris Cedex 08

Si ce litige concerne l'acheminement, le client peut également formuler sa réclamation directement à Enedis à l'adresse enedis.fr/reclamations ou par courrier à l'adresse suivante :

Enedis
Tour Enedis - 34 place des Corolles
92079 Paris La Défense Cedex.

Lorsqu'elle est accompagnée d'une demande d'indemnisation, la réclamation doit être adressée par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, dans un délai de vingt jours calendaires à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle il en a eu connaissance, et doit mentionner la date, le lieu et si possible l'heure de(s) l'incident(s) supposé(s) être à l'origine des dommages, ainsi que la nature et si possible le montant estimé des dommages directs et certains. Les modalités de traitement des réclamations applicables en la matière sont à disposition des clients sur le site enedis.fr/reclamations.

10-2 Modes de règlement externes

Sans avoir épuisé les recours internes exposés à l'article 10-1, dans le cas où le différend avec EDF n'a pas fait l'objet d'une réponse satisfaisante ou si le litige n'a pas été résolu dans un délai de deux mois à compter de la réception de

la réclamation, le client dispose d'un nouveau délai de dix mois pour saisir directement et gratuitement le Médiateur national de l'énergie sur le site energie-mediateur.fr ou par courrier à :

Médiateur national de l'énergie
Libre réponse n°59252
75443 Paris Cedex 09

Ces modes de règlement amiable internes et externes des litiges sont facultatifs pour le client. Il peut donc à tout moment saisir les tribunaux de l'ordre judiciaire compétents.

11. ÉVOLUTION DES CONDITIONS GÉNÉRALES

En cas d'évolution, de nouvelles Conditions Générales seront élaborées selon les mêmes modalités que les présentes.

EDF informera le client des modifications apportées aux Conditions Générales au moins un mois avant leur date d'entrée en vigueur par voie postale ou par voie électronique conformément à la réglementation en vigueur. En cas de non-acceptation par le client de ces modifications contractuelles, le client peut résilier son contrat sans pénalité, conformément à l'article 3.4, dans un délai de trois mois à compter de la réception par le client du projet de modification.

Ces dispositions ne sont pas applicables en cas de modifications contractuelles imposées par voie législative ou réglementaire.

12. CORRESPONDANCE ET INFORMATIONS

Pour contacter EDF par courrier, le client doit se reporter à l'adresse postale figurant sur la facture. Il peut également contacter un conseiller EDF par téléphone au 09 69 32 15 15 (appel non surtaxé) ou par courrier électronique à l'adresse « serviceclient@edf.fr ».

Pendant la durée du contrat, EDF met à disposition du client, un espace client personnel sécurisé sur le site edf.fr, lui permettant notamment de consulter son contrat et ses factures et de suivre ses consommations. Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, le client peut accéder à ses données de consommation sur cet espace client et sur l'espace sécurisé mis à disposition par Enedis sur le site enedis.fr.

Le client peut accéder à l'aide-mémoire du consommateur d'énergie à l'adresse suivante : <https://www.economie.gouv.fr/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 1 463 719 402 euros
552 081 317 R.C.S. Paris

www.edf.fr

Direction Commerce

Tour EDF
20, place de La Défense
92050 Paris La Défense cedex

Origine 2016 de l'électricité vendue par EDF :
89,13 % nucléaire, 5,53 % renouvelables (dont 4,51 % hydraulique),
1,44 % charbon, 2,58 % gaz, 1,32 % fioul.
Indicateurs d'impact environnemental sur www.edf.fr

L'énergie est notre avenir, économisons-la !

Synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du Réseau Public de Distribution basse tension pour les clients en Contrat Unique

Identification : **Annexe 2 bis au contrat GRD-F**

Version : **7.1**

Préambule

Dans le présent document le terme "Enedis" désigne le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité.

Le présent document reprend de manière synthétique l'ensemble des clauses des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du Réseau Public de Distribution (RPD) basse tension, qui explicitent les engagements d'Enedis et du Fournisseur vis-à-vis du Client, ainsi que les obligations que doit respecter le Client. Il concerne les Clients ayant signé un Contrat Unique avec un Fournisseur.

Ces dispositions générales sont incluses dans le contrat dénommé par l'usage « Contrat GRD-F », conclu entre Enedis et le Fournisseur, afin de permettre l'acheminement effectif de l'énergie électrique. La reproduction du Contrat GRD-F en annexe au Contrat Unique selon des modalités permettant une consultation simple et complète pour le Client est assurée au moyen de la présente annexe. Tout engagement complémentaire ou différent de ceux énoncés dans le contrat GRD-F que le Fournisseur aurait souscrit envers le Client, notamment en matière de continuité ou de qualité de fourniture, ne saurait être opposable à Enedis et engage le seul Fournisseur vis-à-vis de son Client.

Le Contrat GRD-F en vigueur est aussi directement disponible sur le site internet d'Enedis : www.enedis.fr

Le Client est informé, préalablement à la conclusion du Contrat Unique, que, sur ce même site, Enedis publie également :

- ses référentiels technique et clientèle, qui exposent les règles qu'Enedis applique à l'ensemble des utilisateurs du RPD ; l'état des publications des règles du référentiel clientèle d'Enedis est accessible à l'adresse http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-GUI-CF_04E.pdf
- son catalogue des prestations, qui présente l'offre d'Enedis aux Clients et aux Fournisseurs d'électricité et est disponible sur le site d'Enedis www.enedis.fr/Catalogue_des_prestations. Le Client peut demander à bénéficier de chacune des prestations proposées.

Les procédures et prestations relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD sont réalisées selon les modalités techniques et financières définies dans les référentiels d'Enedis et dans son catalogue des prestations. En cas de contradiction entre les référentiels et le catalogue des prestations d'une part et la présente annexe du contrat GRD-F d'autre part, les dispositions de la présente annexe prévaudront.

Les mots ou groupes de mots commençant par une majuscule sont définis au glossaire de la présente annexe.

Glossaire

Client : utilisateur du RPD consommant de l'électricité achetée à un fournisseur exclusif, via un Contrat Unique. Un Client peut l'être sur plusieurs sites.

Compteur : équipement de mesure de la consommation et/ou de la production d'électricité.

Compteur Communicant : Compteur connecté au réseau de télécommunication et/ou utilisant le courant porteur en ligne, déclaré comme commu-

nicant par le GRD et intégré dans les nouveaux systèmes d'information du GRD permettant d'utiliser toutes les fonctionnalités du Compteur Communicant. Ses caractéristiques techniques sont fixées par l'arrêté du 4 janvier 2012. Le Compteur Communicant est consultable à distance à partir des systèmes d'information administrés par le GRD.

Contrat GRD-F : contrat conclu entre un GRD et un fournisseur relatif à l'accès et l'utilisation du RPD. Il est conclu en application de l'article L 111-92 du code de l'énergie, en vue de permettre au fournisseur de proposer aux Clients un Contrat Unique.

Contrat Unique : contrat regroupant la fourniture d'électricité, l'accès et l'utilisation du RPD, signé entre un Client et un fournisseur unique pour un ou plusieurs PDL. Il suppose l'existence d'un Contrat GRD-F préalablement conclu entre le fournisseur concerné et Enedis. Il comprend la présente annexe 2bis du Contrat GRD-F.

Disjoncteur de branchement (ou disjoncteur général) : appareil général de commande et de protection de l'installation électrique intérieure du Client. Il coupe le courant en cas d'incident (surcharge, court-circuit...). Une fois le problème résolu, le courant peut être rétabli en réarmant le disjoncteur.

Fournisseur : entité titulaire de l'autorisation d'achat pour revente d'électricité, conformément à l'article L333-1 du code de l'énergie et signataire d'un Contrat GRD-F avec Enedis, en vue de proposer aux Clients un Contrat Unique.

GRD (Gestionnaire du Réseau public de Distribution) : personne morale en charge de l'exploitation, l'entretien et du développement du RPD dans une zone donnée et, le cas échéant, de l'interconnexion avec d'autres réseaux, ainsi que de garantir la capacité à long terme du réseau à satisfaire une demande raisonnable de distribution d'électricité.

Point de Livraison (PDL) : point physique situé à l'aval des bornes de sortie du Disjoncteur de branchement, si le Client dispose d'une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA ou de l'organe de sectionnement, si le Client dispose d'une puissance souscrite supérieure à 36 kVA, et au niveau duquel le Client soutire de l'électricité au RPD. L'identifiant et l'adresse du PDL sont précisés dans le Contrat Unique du Client.

1. Le cadre général de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

En tant que GRD sur les territoires qui lui sont concédés, Enedis assure la mission d'acheminement de l'énergie électrique jusqu'au PDL du Client, ainsi que les prestations qui en découlent, dans les conditions régies par les textes légaux et réglementaires en vigueur, et par le cahier des charges de concession de distribution publique d'électricité applicable au PDL du Client. Ces missions sont exercées dans des conditions objectives, transparentes, et non discriminatoires.

Le Client a la possibilité d'obtenir auprès d'Enedis le cahier des charges de concession dont relève son PDL, selon les modalités publiées sur le site d'Enedis <http://www.enedis.fr/Concessions>.



Le Client choisit son Fournisseur d'électricité et conclut avec lui un Contrat Unique. Il dispose alors d'un interlocuteur privilégié en la personne de son Fournisseur, tant pour la fourniture d'électricité que pour l'accès et l'utilisation du RPD. Le Client et Enedis peuvent toutefois être amenés à avoir des relations directes notamment dans les cas suivants :

- prise de rendez-vous lorsque le rendez-vous pris par le Fournisseur ne peut être honoré, ou en cas d'échec de télé-opération pour les Clients équipés d'un Compteur Communicant ;
- fourniture, pose, modification, contrôle, entretien et renouvellement, et relevé des dispositifs de comptage ;
- accès au dispositif de comptage ;
- dépannage de ces dispositifs de comptage ;
- réclamation mettant en cause la responsabilité d'Enedis en manquement à ses obligations détaillées au paragraphe 2 ;
- contrôle du respect des engagements du Client en matière de qualité et de non-perturbation du RPD ;
- enquêtes qu'Enedis peut être amenée à entreprendre auprès du Client, en vue d'améliorer la qualité de ses prestations.

Les coordonnées d'Enedis figurent dans le Contrat Unique du Client.

2. Les obligations d'Enedis dans le cadre de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

2.1. Les obligations d'Enedis à l'égard du Client

Enedis est tenue à l'égard du Client de :

1) garantir un accès non discriminatoire au RPD

2) assurer l'accueil dépannage et les interventions nécessaires au dépannage

Le numéro de téléphone d'appel dépannage 24h/24 est indiqué sur les factures que le Fournisseur adresse au Client, en précisant qu'il s'agit des coordonnées d'Enedis.

3) garantir l'accès du Client à l'historique disponible de ses données de consommation, conformément aux modalités définies par Enedis sur son site www.enedis.fr.

4) offrir la possibilité au Client qui dispose d'une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA de communiquer ses index, lorsqu'il ne dispose pas d'un Compteur Communicant : c'est l'auto-relevé.

Ces index peuvent être communiqués à Enedis directement ou via son Fournisseur.

Ces index font l'objet d'un contrôle de cohérence par Enedis notamment sur la base de l'historique de consommation du Client sur ce PDL. Enedis peut prendre contact avec le Fournisseur ou le Client pour valider l'index transmis, voire programmer un rendez-vous avec le Client pour un relevé spécial payant.

Cet auto-relevé ne dispense pas le Client de laisser les agents d'Enedis accéder au Compteur conformément au paragraphe 3-2 ci-après.

2.2. Les obligations d'Enedis à l'égard du Client comme du Fournisseur

Enedis est tenue à l'égard du Client comme du Fournisseur de :

1) **acheminer l'énergie électrique jusqu'au Point de Livraison du Client**, en respectant les standards de qualité définissant l'onde électrique mentionnés ci-dessous conformément à la réglementation en vigueur (dont les articles D322-1 à D 322-10 du code de l'énergie relatifs aux missions des gestionnaires des réseaux publics de distribution en matière de qualité de l'électricité et les prescriptions du cahier des charges de concession applicable).

> Engagements d'Enedis en matière de continuité :

Enedis s'engage à mettre en œuvre tous les moyens pour assurer une continuité d'alimentation en électricité, dans les limites des techniques

existantes concernant le réseau et le système électrique. Enedis informe le Client, sur son site internet à la page <http://www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite>, sur les précautions élémentaires à mettre en œuvre pour se prémunir des conséquences d'une coupure d'électricité.

> Engagements d'Enedis en matière de qualité de l'onde :

Enedis s'engage à livrer au Client une électricité d'une qualité régulière, définie et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique.

La tension nominale est de 230 V en courant monophasé et de 400 V en courant triphasé. Enedis maintient la tension de fourniture au PDL à l'intérieur d'une plage de variation fixée conformément aux articles D322-9 et 10 du code de l'énergie : entre 207 V et 253 V en courant monophasé, et entre 360 V et 440 V en courant triphasé. La valeur nominale de la fréquence de la tension est de 50 Hertz. Les conditions de mesure de ces caractéristiques sont celles de la norme NF EN 50160 disponible auprès de l'AFNOR.

Ces engagements d'Enedis en matière de continuité et de qualité de l'onde électrique ne sont pas applicables dans les cas relevant de la force majeure tels que décrits au paragraphe 6-4 et dans les cas énoncés ci-après :

- circonstances insurmontables liées à des phénomènes atmosphériques ;
- lorsque des interventions programmées sur le réseau sont nécessaires. La durée d'une coupure pour travaux peut exceptionnellement atteindre dix heures mais ne peut en aucun cas les dépasser ;
- dans les cas cités aux articles 5-5 et 5-6 ci-après ;
- lorsque la continuité d'alimentation en électricité est interrompue pour des raisons accidentelles, sans faute de la part d'Enedis, du fait imprévisible et irrésistible d'un tiers ;
- lorsque la qualité de l'électricité acheminée pour des usages professionnels subit des défauts dus au fait imprévisible et irrésistible d'un tiers, pour des raisons accidentelles, sans faute de la part d'Enedis.

En cas de coupure longue d'une durée supérieure à celle fixée par la décision en vigueur sur les tarifs d'utilisation du RPD, Enedis verse une pénalité au bénéfice du Client concerné, le cas échéant via son Fournisseur. Le montant et les conditions d'application de cette pénalité sont définis conformément à la décision en vigueur sur les tarifs d'utilisation du RPD. A titre d'information, dans la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 relative aux tarifs d'utilisation du RPD :

- cette pénalité est versée pour toute coupure de plus de 5 heures, imputable à une défaillance du RPD géré par Enedis ou du réseau public de transport géré par RTE ;
- elle est égale à un montant forfaitaire, décliné par niveau de tension et par tranche de 5 heures de coupure, dans la limite de 40 tranches consécutives de 5 heures ;
- elle s'applique automatiquement, sans préjudice d'une éventuelle indemnisation au titre de la responsabilité civile de droit commun d'Enedis ;
- afin de prendre en compte les situations extrêmes, conformément à la délibération précitée, cette pénalité n'est pas versée aux Clients concernés, en cas de coupure de plus de 20% de l'ensemble des Clients finals alimentés directement ou indirectement par le réseau public de transport.

2) réaliser les interventions techniques selon les modalités techniques et financières des référentiels d'Enedis et de son catalogue des prestations.

Dans le cas où Enedis n'est pas en mesure d'honorer un rendez-vous, il lui appartient d'en informer le Client, au moins 2 jours ouvrés avant la date fixée. Si elle ne le fait pas et que le rendez-vous est manqué du fait d'Enedis, Enedis verse automatiquement au bénéfice du Client concerné, *via* le Fournisseur, un montant égal à celui facturé en cas de déplacement vain.

Dans le cas où un rendez-vous nécessaire à la réalisation d'une prestation par Enedis est manqué du fait du Client ou du Fournisseur, Enedis facture au Fournisseur un frais pour déplacement vain, sauf lorsque le Client ou le Fournisseur a reporté ou annulé ce rendez-vous plus de 2 jours ouvrés avant la date fixée.

Si le Client démontre qu'il n'a pas été en mesure d'honorer, d'annuler ou de reporter ce rendez-vous en raison d'un cas de force majeure, Enedis procède alors au remboursement du frais appliqué.

Les frais pour déplacement vain ou de dédit sont régis par les décisions sur les tarifs d'utilisation du RPD et des prestations annexes réalisées à titre exclusif par le GRD. Leur montant figure au catalogue des prestations d'Enedis en vigueur.

3) assurer les missions de comptage dont elle est légalement investie.

Enedis est chargée du relevé, du contrôle, de la correction éventuelle, de la validation des données de comptage et de la mise à disposition de ces données validées auprès des utilisateurs autorisés.

Le dispositif de comptage comprend notamment :

- si le Client dispose d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA : le Compteur pour l'enregistrement des consommations et le Disjoncteur de branchement. La puissance souscrite est limitée par le Disjoncteur de branchement lorsque le Client ne dispose pas d'un Compteur communicant, ou par le Compteur Communicant ;
- si le Client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA : le Compteur et les transformateurs de courant pour l'enregistrement des consommations et le contrôle de la puissance souscrite.

Le dispositif de comptage permet la mesure et le contrôle des caractéristiques de l'électricité acheminée ainsi que leur adaptation aux conditions contractuelles. Il est fourni par Enedis, à l'exception du Disjoncteur qui doit être fourni par le Client dans le cas où celui-ci demande une puissance supérieure à 36 kVA.

La pose d'un Compteur Communicant s'effectue à l'initiative d'Enedis conformément aux dispositions des articles R341-4 à 8 du code de l'énergie. Dans le cas où le Client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA, si le Client ou son Fournisseur souhaite un service nécessitant un Compteur Communicant alors que le Client n'en dispose pas encore, Enedis installe ce Compteur, sous réserve de faisabilité technique, conformément aux modalités définies dans ses référentiels et son catalogue des prestations.

Enedis est en outre chargée du contrôle métrologique de tous les éléments du dispositif de comptage, de la pose, de l'entretien et du renouvellement des éléments du dispositif de comptage qu'elle a fournis. Les frais correspondant sont à la charge d'Enedis, sauf en cas de détérioration imputable au Client.

Le Client peut demander la vérification des éléments de son dispositif de comptage soit par Enedis, soit par un expert choisi en commun accord parmi les organismes agréés par le service chargé du contrôle des instruments de mesure. Les frais sont à la charge d'Enedis si ces appareils ne sont pas reconnus exacts dans les limites réglementaires de tolérance, et à celle du Client dans le cas contraire.

En cas de dysfonctionnement du dispositif de comptage ayant une incidence sur l'enregistrement des consommations, ou de fraude dûment constatée par Enedis, Enedis informe le Client de l'évaluation des consommations à rectifier. Cette évaluation est faite par comparaison avec des périodes similaires de consommation du PDL concerné ou avec celles d'un PDL présentant des caractéristiques de consommation comparables conformément aux modalités décrites dans les référentiels d'Enedis. Enedis peut modifier cette évaluation sur la base d'éléments circonstanciés communiqués par le Client. Sans réponse du Client à la proposition d'évaluation dans un délai de 30 jours calendaires, l'évaluation produite est considérée comme validée et Enedis procède à la rectification.

Dans le cadre de l'exécution du Contrat Unique, le Fournisseur est chargé du recouvrement de la facture rectificative.

Conformément à l'article L224-11 du code de la consommation, aucune consommation antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé ne peut être imputée au Client, sauf dans les deux cas suivants :

- lorsqu'Enedis a signifié au Client par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, le défaut d'accès au compteur et l'absence de transmission par le Client d'un index relatif à sa consommation réelle ;
- ou en cas de fraude.

4) assurer la sécurité des tiers relativement au RPD

5) entretenir le RPD, le développer ou le renforcer selon la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux sur le RPD entre Enedis et l'autorité concédante, définie dans chaque cahier des charges de concession.

6) informer le Client en cas de coupures pour travaux ou pour raison de sécurité

Lorsque des interventions programmées sur le réseau sont nécessaires, Enedis les porte à la connaissance du Client et du Fournisseur, au moins 3 jours à l'avance, avec l'indication de la durée prévisible d'interruption, par voie de presse, d'affichage ou d'informations individualisées, conformément aux prescriptions du cahier des charges de concession.

Lorsqu'Enedis est amenée à couper une alimentation pour des raisons de sécurité, elle fait ses meilleurs efforts pour en informer les clients concernés.

7) informer le Client lors des coupures suite à incident affectant le RPD

Enedis met à disposition du Client et du Fournisseur un numéro d'appel permettant d'obtenir les renseignements en possession d'Enedis relatifs à la coupure subie. Le numéro de téléphone à appeler est indiqué sur les factures que le Fournisseur adresse au Client.

8) assurer la protection des informations commercialement sensibles et des données à caractère personnel

Pour l'exécution du Contrat Unique, le Client autorise Enedis à communiquer ses données de comptage à son Fournisseur. Le Client ne peut remettre en cause cette désignation.

> Protection des informations commercialement sensibles :

Enedis préserve la confidentialité des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont elle a connaissance dans l'exercice de ses missions, conformément aux dispositions de l'article L111-73 du code de l'énergie.

> Protection des données à caractère personnel :

Enedis protège les données à caractère personnel communiquées directement par le Client ou via son Fournisseur à Enedis conformément à la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978 modifiée, relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés, dite « Informatique et Libertés ».

La collecte de certaines données, notamment l'identité ou la raison sociale et l'adresse du client est obligatoire et permet à Enedis d'assurer l'exécution du Contrat Unique signé entre le Client et son Fournisseur, pour l'accès et l'utilisation du RPD géré par Enedis. Par ailleurs, Enedis pourrait être amenée à collecter des informations complémentaires facultatives pour l'exécution du présent contrat mais néanmoins nécessaires dans le cadre de l'exécution de ses missions de service public.

Conformément à ladite loi, le Client dispose d'un droit d'opposition, pour des motifs légitimes, d'accès, de rectification et de suppression portant sur les données à caractère personnel le concernant. Le Client peut exercer ces droits soit via son Fournisseur, soit directement auprès d'Enedis par courriel adressé à « adnrc-support@enedis.fr » ou en écrivant à :

Enedis – Tour Enedis
Pôle clients – ADNCR
34, place des Corolles
92079 PARIS LA DEFENSE CEDEX

Enedis peut être amenée à conserver les données personnelles du client pendant toute la durée du contrat unique et pendant une période maximale de 5 ans à compter de la résiliation de ce contrat.

La transmission au Fournisseur de la Courbe de Charge du Client par Enedis nécessite une autorisation du Client, conformément à la loi n°78-17 du 6 janvier 1978 dite « Informatique et Libertés » :

- à Enedis : pour la collecte et la transmission de cette Courbe de Charge par Enedis au Fournisseur. Cette autorisation peut être adressée soit directement à Enedis, soit via le Fournisseur. Dans ce dernier cas, le



Fournisseur s'engage à recueillir le consentement préalable du Client et à en apporter la preuve sur simple demande d'Enedis ;

- au Fournisseur : pour le traitement de cette donnée par le Fournisseur.

Le Client peut également autoriser la collecte et la transmission par Enedis de la Courbe de Charge à un tiers dans les conditions définies dans les référentiels d'Enedis disponibles sur le site internet d'Enedis à la page <http://www.enedis.fr/documents?types=12>.

9) traiter les réclamations relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD qui lui sont adressées

10) indemniser le Client dès lors que la responsabilité d'Enedis est engagée au titre du paragraphe 6-1

2.3. Les obligations d'Enedis à l'égard du Fournisseur

Enedis s'engage spécifiquement à l'égard du Fournisseur à :

- élaborer, valider et lui transmettre les données qui lui sont nécessaires pour facturer le Client en Contrat Unique ;
- assurer l'accueil et le traitement de ses demandes ;
- suspendre ou limiter l'accès du Client au RPD à la demande du Fournisseur, selon les modalités définies dans ses référentiels et son catalogue des prestations ;
- transmettre au gestionnaire de réseau de transport RTE, et le cas échéant au responsable d'équilibre désigné par le Fournisseur, les données nécessaires à la reconstitution des flux ;
- autoriser l'établissement d'un lien hypertexte du site internet du Fournisseur vers la page d'accueil du site internet d'Enedis.

3. Les obligations du Client dans le cadre de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

Le Client s'engage à :

1) assurer la conformité de ses installations intérieures aux textes et normes applicables et satisfaire à une obligation de prudence, notamment pour éviter que ses installations perturbent le réseau et pour qu'elles supportent les perturbations liées à l'exploitation du RPD.

Enedis met à disposition du Client, sur son site internet à la page www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite, des informations sur les précautions élémentaires à mettre en œuvre pour que l'installation intérieure et les appareils électriques du Client supportent les conséquences de perturbations sur le réseau et évitent de perturber le RPD.

L'installation électrique intérieure du Client commence :

- à l'aval des bornes de sortie du disjoncteur de branchement si le Client dispose d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA ;
- à l'aval des bornes de sortie de l'appareil de sectionnement si le Client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA.

L'installation intérieure est placée sous la responsabilité du Client. Elle doit avoir été réalisée conformément aux textes et normes en vigueur, en particulier la norme NF C 15-100, disponible auprès de l'AFNOR.

Elle est entretenue de manière à éviter tout trouble de fonctionnement sur le RPD et à ne pas compromettre la sécurité des personnes qui interviennent sur ce réseau, ni celle du public.

Le Client doit :

- veiller à la conformité de ses appareils et installations électriques aux normes en vigueur. En aucun cas, Enedis n'encourt de responsabilité en raison de la défectuosité ou d'un défaut de sécurité des installations intérieures du Client ;
- ne pas raccorder un tiers à son installation intérieure.

Enedis se réserve le droit de contrôler le respect de ces obligations par le Client.

2) garantir le libre accès et en toute sécurité d'Enedis au dispositif de comptage

Le Client s'engage à prendre toute disposition pour permettre à Enedis d'effectuer :

- la pose, la modification, l'entretien et la vérification du matériel de comptage. Dans le cadre du déploiement des Compteurs Communicants, le Client doit laisser Enedis procéder au remplacement du Compteur conformément aux dispositions de l'article R341-4 à 8 du code de l'énergie ;
- le dépannage du dispositif de comptage, conformément à la mission de comptage dévolue à Enedis en application de l'article L322-8 du code de l'énergie ;
- le relevé du Compteur au moins une fois par an, si le Client dispose d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA, autant de fois que nécessaire si le Client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA. Dans les cas où l'accès au Compteur nécessite la présence du Client, celui-ci est informé au préalable du passage d'Enedis. Si un Compteur n'a pas pu être relevé du fait de l'impossibilité de cet accès, Enedis peut demander un rendez-vous avec le Client pour un relevé spécial qui sera facturé via le Fournisseur dans les conditions prévues au catalogue des prestations d'Enedis.

3) veiller à l'intégrité des ouvrages de son branchement individuel, y compris du comptage afin de prévenir tout dommage accidentel

Le Client doit veiller à ne pas porter atteinte à l'intégrité et au bon fonctionnement des appareils permettant le calcul de ses consommations d'électricité. Les fraudes portant sur le matériel de comptage sont traitées dans le cadre du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier sont à la charge du Client. Ces frais incluent notamment un forfait « Agent assermenté » dont le montant figure au catalogue des prestations d'Enedis.

4) le cas échéant, déclarer et entretenir les moyens de production autonome dont il dispose

Le Client peut mettre en œuvre des moyens de production d'électricité raccordés aux installations de son PDL, qu'il exploite à ses frais et sous sa seule et entière responsabilité. Pour cela, le Client doit informer Enedis et le Fournisseur, au plus tard un mois avant leur mise en service, de l'existence de moyens de production d'électricité raccordés aux installations du site, et de toute modification de ceux-ci. L'énergie ainsi produite doit être exclusivement destinée à l'autoconsommation du Client. Dans le cas contraire, le Client est tenu de signer un contrat dit "d'injection" auprès d'Enedis.

En aucun cas la mise en œuvre d'un ou plusieurs moyens de production ne peut intervenir sans l'accord écrit d'Enedis.

4. Le Fournisseur et l'accès/utilisation du Client au Réseau Public de Distribution

Le Fournisseur est l'interlocuteur privilégié du Client dans le cadre du Contrat Unique.

Au titre de l'accès et de l'utilisation du RPD, et sans préjudice du paragraphe 6.1 en ce qui concerne la responsabilité d'Enedis, il s'engage à l'égard du Client à :

- l'informer relativement aux dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD, d'une part, en annexant à son Contrat Unique la présente synthèse et d'autre part, en l'invitant à se reporter au Contrat GRD-F pour avoir l'exhaustivité des clauses de ce contrat ;
- souscrire pour lui auprès d'Enedis un accès au RPD respectant la capacité des ouvrages ;
- assurer l'accueil de ses demandes et de ses réclamations ;
- l'informer que le Client engage sa responsabilité en cas de non-respect ou de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et qu'il devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à Enedis ou à un tiers ;
- l'informer en cas de défaillance du Fournisseur telle que décrite à l'article 5.4 ;

- l'informer et souscrire pour son compte la formule tarifaire d'acheminement et la puissance, étant rappelé que les heures réelles de début et de fin des périodes tarifaires peuvent s'écarter de quelques minutes des horaires théoriques des plages temporelles déterminées localement ;
- payer à Enedis dans les délais convenus les factures relatives à l'utilisation du RPD, ainsi que les prestations, le concernant.

Le Fournisseur s'engage spécifiquement à l'égard d'Enedis à :

- désigner un responsable d'équilibre pour l'ensemble de ses Clients ;
- mettre à disposition d'Enedis les mises à jour des données concernant le Client.

5. Mise en œuvre de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

Les procédures et prestations relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD sont réalisées selon les modalités techniques et financières définies dans les référentiels d'Enedis et dans son catalogue des prestations.

5.1. Mise en service

La mise en service à la suite d'un raccordement nouveau nécessite d'avoir préalablement accompli toutes les formalités de raccordement.

La mise en service des installations du Client est alors subordonnée :

- à la réalisation des travaux éventuellement nécessaires ;
- au paiement de la facture de raccordement ;
- à la fourniture d'une attestation de conformité de ses installations intérieures, conformément aux articles D342-18 à 21 du code de l'énergie ;
- à la conclusion d'un Contrat Unique.

Lorsqu'un Client emménage dans un local déjà raccordé, l'alimentation électrique peut avoir été suspendue ou non. Dans le cas d'un site avec puissance de raccordement inférieure ou égale à 36 kVA pour lequel l'alimentation a été maintenue, y compris avec une puissance limitée, le Client doit, dans les plus brefs délais, choisir un Fournisseur qui se chargera pour lui des formalités de mise en service. Cette mise en service sur installation existante est subordonnée à la conclusion d'un Contrat Unique avec un Fournisseur. Dans les cas où il a été procédé à une rénovation complète des installations intérieures du Client, ayant nécessité une mise hors tension à sa demande, le Client doit produire une nouvelle attestation de conformité, conformément aux articles du code de l'énergie précités.

5.2. Changement de Fournisseur

Le Client s'adresse au Fournisseur de son choix. Celui-ci procède aux actions nécessaires en liaison avec Enedis.

Le changement de Fournisseur s'effectue sans suspension de l'accès au RPD.

5.3. Résiliation du contrat à l'initiative du Client ou du Fournisseur

Le Client ou le Fournisseur peut résilier le Contrat Unique selon les dispositions qui y sont prévues.

En l'absence de nouveau contrat conclu à la date d'effet de la résiliation, les dispositions du paragraphe 5.5 s'appliquent.

5.4. Défaillance du Fournisseur

Le Client est informé par le Fournisseur défaillant au sens de l'article L333-3 du code de l'énergie, ou par Enedis, des dispositions lui permettant de conclure au plus tôt un nouveau contrat de fourniture avec un fournisseur de secours désigné par le ministre de l'énergie ou tout autre Fournisseur de son choix.

5.5. Suspension de l'accès au RPD à l'initiative d'Enedis

Conformément aux prescriptions du cahier des charges de concession et à la réglementation en vigueur, Enedis peut procéder à la suspension ou refuser l'accès au RPD dans les cas suivants :

- injonction émanant de l'autorité compétente en matière d'urbanisme ou de police en cas de trouble à l'ordre public ;
- non-justification de la conformité des installations à la réglementation et aux normes applicables ;
- danger grave et immédiat porté à la connaissance d'Enedis ;
- modification, dégradation ou destruction volontaire des ouvrages et comptages exploités par Enedis, quelle qu'en soit la cause ;
- trouble causé par le Client ou par ses installations et appareillages, affectant l'exploitation ou la distribution d'électricité ;
- usage illicite ou frauduleux de l'énergie, dûment constaté par Enedis ;
- refus du Client de laisser Enedis accéder, pour vérification, entretien ou relevé, à ses installations électriques et en particulier au local de comptage ;
- refus du Client, alors que des éléments de ses installations électriques sont défectueux, de procéder à leur réparation ou à leur remplacement ;
- si le CoRDiS prononce à l'encontre du Client, pour son site, la sanction d'interdiction temporaire d'accès au réseau en application de l'article L134-27 du code de l'énergie ;
- absence de Contrat Unique ;
- résiliation de l'accès au RPD demandée par le Fournisseur ;
- raccordement non autorisé d'un tiers à l'installation intérieure du Client.

5.6. Suspension de l'accès au RPD à l'initiative du Fournisseur

Lorsque le Client n'a pas réglé les sommes dues au titre de son contrat ou en cas de manquement contractuel du Client, le Fournisseur a la faculté, conformément au catalogue des prestations et dans le respect de la réglementation en vigueur :

- de demander à Enedis de procéder à la suspension de l'alimentation en électricité du Client ;
- ou de demander à Enedis de limiter la puissance souscrite du Client lorsqu'elle est inférieure ou égale à 36 kVA. Cette prestation est possible :
 - pour les Clients résidentiels ;
 - pour les Clients professionnels, lorsque le Client dispose d'un Compteur Communicant.

6. Responsabilité

6.1. Responsabilité d'Enedis vis-à-vis du Client

Enedis est seule responsable des dommages directs et certains causés au Client en cas de non respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de l'accès et de l'utilisation du RPD.

Le Client dispose d'un droit contractuel direct à l'encontre d'Enedis pour les engagements d'Enedis vis-à-vis du Client contenus dans le contrat GRD-F. Ces engagements sont détaillés au paragraphe 2.

6.2. Responsabilité du Client vis-à-vis d'Enedis

Le Client est responsable des dommages directs et certains causés à Enedis en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de l'accès et de l'utilisation du RPD.

Enedis peut engager une procédure de règlement amiable avec le Client ou saisir la juridiction compétente. Elle en tient informé le Fournisseur.

Par ailleurs, il est recommandé au Client de disposer d'une assurance responsabilité civile pour couvrir les dommages que lui-même ou ses installations sont susceptibles de causer au réseau de distribution.

6.3. Responsabilité entre Enedis et le Fournisseur

Enedis et le Fournisseur sont responsables l'un envers l'autre des dommages directs et certains résultant de la non-exécution ou de la mauvaise exécution par eux d'une ou plusieurs obligations mises à leur charge au titre du Contrat GRD-F.

Enedis est responsable des préjudices directs et certains subis par le Fournisseur ayant pour origine le non-respect des engagements et obligations d'Enedis vis-à-vis du Client.

6.4. Régime perturbé et force majeure

Un événement de force majeure désigne tout événement irrésistible, imprévisible et extérieur.

En outre, en application de l'article D322-1 du code de l'énergie et de l'article 19 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport, annexé au décret n°2006-1731, il existe des circonstances exceptionnelles, indépendantes de la volonté d'Enedis et non maîtrisables dans l'état des techniques, qui sont assimilées à des événements de force majeure. Ces circonstances sont les suivantes :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats ou atteintes délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels qu'incendies, explosions ou chutes d'aéronefs ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982, c'est à dire des dommages matériels directs ayant pour cause déterminante l'intensité anormale d'un agent naturel, lorsque les mesures habituelles à prendre pour prévenir ces dommages n'ont pu empêcher leur survenance ou n'ont pu être prises ;
- les phénomènes atmosphériques irrésistibles par leur cause et leur ampleur et auxquels les réseaux électriques, et notamment aériens, sont particulièrement vulnérables (ex. : givre, neige collante, tempête), dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 clients, alimentés par Enedis sont privés d'électricité ; cette dernière condition n'est pas exigée en cas de délestages de points de livraison non prioritaires en application de l'arrêté du 5 juillet 1990 fixant les consignes générales de délestage sur les réseaux électriques, dans le cas où l'alimentation en électricité est de nature à être compromise ;
- les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction d'Enedis ;
- les délestages organisés par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité conformément à l'article 12 de l'arrêté du 6 octobre 2006 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport de l'électricité d'un réseau public de distribution.

Les obligations contractuelles dont l'exécution est rendue impossible, à l'exception de celle de confidentialité, sont suspendues pendant toute la durée de l'événement de force majeure.

7. Réclamations et recours

En cas de réclamation relative à l'accès ou à l'utilisation du RPD, le Client peut, selon son choix, porter sa réclamation :

- soit auprès de son Fournisseur, en recourant à la procédure de règlement amiable décrite aux paragraphes 7-1 et 7-2 ;
- soit directement auprès d'Enedis en utilisant le formulaire « Réclamation » disponible sur le site Internet <http://www.enedis.fr/reclamations> ou bien en adressant un courrier à Enedis.

Le Client peut saisir à tout moment la juridiction compétente.

7.1. Traitement d'une réclamation d'un Client

Le Client transmet sa réclamation au Fournisseur ou directement à Enedis, avec l'ensemble des pièces utiles au traitement de sa réclamation.

Le Fournisseur transmet à Enedis la réclamation dans un délai de cinq jours ouvrés à compter de la date à laquelle il a reçu la réclamation du Client lorsqu'elle concerne Enedis, selon les modalités convenues. A cette occasion, il joint l'ensemble des pièces utiles au traitement de la réclamation du Client qui sont à sa disposition.

Dans un délai de trente jours calendaires à réception de la réclamation, Enedis procède à l'analyse de la réclamation et communique sa réponse.

Les réponses apportées au Client doivent mentionner les recours possibles.

7.2. Dispositions spécifiques pour le traitement d'une réclamation avec demande d'indemnisation

Le Client, victime d'un dommage qu'il attribue à une faute ou négligence d'Enedis ou au non-respect de ses engagements, adresse une réclamation en ce sens à son Fournisseur ou à Enedis. Afin de faciliter le traitement de la réclamation, il est conseillé au Client de l'adresser, dans un délai de vingt jours calendaires par lettre recommandée avec avis de réception à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle il en a eu connaissance. Le Client doit préciser a minima les éléments suivants :

- date, lieu et, si possible, heure de(s) l'incident(s) supposé(s) être à l'origine des dommages ;
- nature et, si possible, montant estimé des dommages directs et certains.

Dans un délai de trente jours calendaires à réception de la réclamation, Enedis procède à une analyse de l'incident déclaré et communique la suite qui sera donnée à la réclamation du Client.

En cas d'incident avéré, le Client doit transmettre à Enedis, le cas échéant via son Fournisseur, un dossier tendant à établir un lien de causalité entre l'incident et le dommage déclaré, et donnant une évaluation aussi précise que possible du préjudice subi, accompagnée des justificatifs correspondants.

En cas d'accord sur le montant de l'indemnisation, Enedis ou son assureur verse au Client le montant de l'indemnisation convenue.

En cas de refus d'indemnisation ou de désaccord sur le montant de l'indemnisation, le Client peut demander à Enedis, le cas échéant via son Fournisseur, d'organiser une expertise amiable ou l'organiser lui-même. A défaut d'accord à l'issue de l'expertise, le Client peut saisir le tribunal compétent.

7.3. Recours

En cas de désaccord du Client sur le traitement de sa réclamation par Enedis, le Client peut saisir l'instance de recours au sein d'Enedis mentionnée dans la réponse qui lui a été apportée.

En cas de litige sur l'interprétation et/ou l'exécution des dispositions de la présente annexe, le Client peut saisir, par l'intermédiaire de son Fournisseur, les services compétents d'Enedis en vue d'un examen de sa demande. Les coordonnées desdits services sont disponibles sur simple demande auprès d'Enedis.

Si le Client est un particulier ou un non-professionnel ou un professionnel appartenant à la catégorie des micro-entreprises mentionnée à l'article 51 de la loi n°2008-776 du 4 août 2008, il peut également faire appel au Médiateur National de l'Energie, conformément à l'article L122-1 du code de l'énergie. Le différend doit alors faire l'objet d'une réclamation écrite préalable du Client au Fournisseur ou à Enedis, qui n'a pas permis de régler ce litige dans un délai de deux mois à compter de la réception de cette réclamation écrite, conformément à l'article R122-1 du code de l'énergie.

8. Révision du présent document

Toute modification du présent document sera portée à la connaissance du Client par l'intermédiaire du Fournisseur.

ANNEXE 7bis

CONDITIONS GENERALES DE VENTE POUR LES CLIENTS NON RESIDENTIELS



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

1^{er} février 2020

En application de loi n°2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat, et à partir du 1^{er} janvier 2021, seuls les clients non domestiques qui emploient moins de 10 personnes, et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels n'excèdent pas 2 millions d'euros seront éligibles aux tarifs réglementés de vente (TRV).

À compter du 1^{er} janvier 2020, ces clients devront attester du respect de ces critères pour toute nouvelle souscription, ou toute modification de puissance souscrite ou d'option tarifaire d'un contrat en cours.

Les tarifs des clients non domestiques qui ne seront plus éligibles sont en extinction à compter du 1^{er} janvier 2020 : ils ne peuvent plus souscrire de nouveaux contrats aux TRV ou modifier leurs contrats existants dès cette date. Leur contrat d'électricité aux tarifs réglementés prendra automatiquement fin le 31 décembre 2020.

Les propriétaires uniques et les syndicats de copropriétaires d'un immeuble à usage d'habitation continuent d'être éligibles aux tarifs réglementés de vente d'électricité sans conditions.

Préambule

Le service public de l'électricité est organisé par les autorités concédantes (les communes, ou leurs groupements, ou exceptionnellement les départements, auxquels la loi a donné compétence pour organiser localement le service public).

Le service public ainsi concédé se décline en deux missions confiées respectivement au fournisseur 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 concertation avec les organisations les plus représentatives des collectivités concédantes. À ce titre, elles sont établies conformément au cahier des charges de concession applicable sur le territoire de la commune où est situé le point de livraison du client, et annexées à ce dernier. Ce cahier des charges peut être commandé auprès d'Enedis selon les modalités précisées sur son site <http://www.enedis.fr/Concessions> ou d'EDF à l'adresse mentionnée à l'article 12 et est consultable auprès de l'autorité concédante.

Article 1 : OBJET

Les présentes Conditions Générales portent à la fois sur l'acheminement de l'électricité aux clients non résidentiels assuré par Enedis et sur la fourniture d'électricité aux clients non résidentiels assurée par EDF sous réserve de son acheminement.

Elles sont applicables aux clients non résidentiels pour leurs sites de consommation situés en France métropolitaine continentale et alimentés en basse tension sous une puissance inférieure ou égale à 36 kVA, suivant les conditions précisées dans l'entête.

Il est précisé qu'avec la souscription d'un contrat de fourniture d'électricité, le client conserve une relation contractuelle directe avec

Enedis pour les prestations relevant de l'acheminement de l'électricité sur le RPD. Les engagements d'EDF et d'Enedis vis-à-vis du client, ainsi que les obligations que doit respecter le client à leur égard, sont décrits dans les présentes Conditions Générales et dans la synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD figurant en annexe.

Article 2 : DISPOSITIONS GÉNÉRALES

Les présentes Conditions Générales sont tenues à la disposition de toute personne qui en fait la demande. Elles sont disponibles et téléchargeables sur le site Internet <http://www.edf.fr>. Elles sont en outre remises à tout client souscrivant un contrat de fourniture d'électricité au tarif réglementé, conformément à la réglementation en vigueur.

Article 3 : CONTRAT DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ

3-1 Souscription du contrat

Le contrat prend effet à la date de mise en service ou à la date de changement de fournisseur fixée avec le client, dans le respect des délais prévus par le catalogue des prestations d'Enedis en vigueur (ci-après, le Catalogue des Prestations). En cas de mise en service, le délai prévisionnel de fourniture d'électricité est de cinq jours ouvrés sur un raccordement existant et de dix jours ouvrés sur un nouveau raccordement. À la demande du client, ces délais peuvent être plus courts moyennant le versement d'un supplément de prix dans les conditions décrites à l'article 6-1. En cas de changement de fournisseur, ce délai ne peut excéder vingt et un jours à compter de la demande du client.

La mise en service est subordonnée au paiement par le client des éventuels montants à sa charge pour la réalisation des travaux de raccordement, notamment le branchement. La date d'effet du contrat figure sur la première facture adressée au client.

3-2 Titulaire du contrat

Lors de la souscription du contrat, EDF demande le nom ou la raison sociale du client. Cette

information est reprise sur la première facture et désigne le titulaire du contrat.

Le cas échéant, EDF demande également le numéro de SIREN du client.

Le contrat de fourniture d'électricité est valable uniquement pour le point de livraison considéré. L'électricité livrée à ce titre ne peut en aucun cas être cédée à des tiers, même gratuitement.

3-3 Durée du contrat

À l'exception des abonnements temporaires ou des alimentations provisoires liés à un besoin particulier du client, le contrat est conclu pour une durée d'un an. Il est renouvelé tacitement par périodes d'un an jusqu'à sa résiliation par l'une des parties.

3-4 Résiliation du contrat

• Résiliation du contrat par le client

Le client peut résilier le contrat à tout moment sans pénalité. Il est responsable du paiement de l'abonnement, des consommations enregistrées et des prestations réalisées jusqu'à la résiliation.

En cas de changement de fournisseur, le contrat est résilié de plein droit à la date de prise d'effet du nouveau contrat de fourniture du client.

Dans les autres cas de résiliation (non-acceptation d'une modification contractuelle proposée par EDF, déménagement du client...), le client doit informer EDF de la résiliation de son contrat par tout moyen. La résiliation prend alors effet à la date souhaitée par le client qui ne peut être antérieure à la demande.

• Résiliation du contrat par EDF

EDF peut résilier le contrat en cas de non-respect par le client de l'une de ses obligations prévues au présent contrat, après mise en demeure de remplir ses obligations, adressée au client et restée sans effet dans un délai de trente jours.

Dans le cas particulier du non-paiement par le client des factures, EDF peut résilier le contrat conformément aux dispositions de l'article 7-4. Le contrat est résilié de plein droit en cas de résiliation du contrat conclu entre EDF et Enedis relatif à l'accès et l'utilisation du RPD.

• Dans tous les cas de résiliation

Le client reçoit une facture de résiliation dans un délai de quatre semaines à compter de la résiliation du contrat.

Les consommations à la date d'effet de la résiliation font l'objet, soit :

- d'un relevé par Enedis selon les dispositions prévues au Catalogue des Prestations,
- en l'absence d'accès au dispositif de comptage, d'une estimation *pro rata temporis* par Enedis et basée sur les consommations antérieures du client sur son point de livraison ou, à défaut d'historique disponible et exploitable, sur celles de points de livraison présentant des caractéristiques de consommation comparables (puissance, option tarifaire, zone géographique).

Par exception à l'alinéa précédent, en cas de changement de fournisseur, les consommations à la date d'effet du changement de fournisseur sont déterminées à partir de l'index auto-relevé par le client s'il est réalisé le jour du changement de fournisseur, ou d'une estimation *pro rata temporis* réalisée par Enedis ou d'un relevé spécial payant (le prix figure dans le Catalogue des Prestations) s'il est effectué à la demande du client.

Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les consommations sont celles télérelevées au jour de la résiliation. Si, à la date effective de la fin de son contrat, le client continue de consommer de l'électricité sur son point de livraison, il doit avoir conclu un nouveau contrat de fourniture d'électricité, avec EDF ou tout autre fournisseur prenant effet à cette même date. À défaut, il prend le risque de voir sa fourniture d'électricité interrompue. En aucun cas, le client ne pourra engager la responsabilité d'EDF ou celle d'Enedis, pour toute conséquence dommageable de sa propre négligence et en particulier en cas d'interruption de fourniture.

Article 4 : CARACTÉRISTIQUES DES TARIFS RÉGLEMENTÉS

4-1 Choix et structure des tarifs réglementés

Les tarifs proposés par EDF sont fixés par les pouvoirs publics. Ils sont disponibles sur son site Internet <http://www.edf.fr> et sont communiqués à toute personne qui en fait la demande, par voie postale ou électronique.

Le client choisit une option tarifaire en fonction de ses besoins et du conseil tarifaire d'EDF, dans les tarifs en vigueur proposés par EDF. Les caractéristiques de l'option tarifaire choisie figurent sur chaque facture adressée au client. Chaque tarif comporte un abonnement et un prix du kWh, dont les montants annuels dépendent de la puissance souscrite et de l'option tarifaire retenue par le client (par exemple : Base, Heures Creuses...). Chacun de ces termes intègre le tarif de l'acheminement de l'électricité sur les réseaux.

Les horaires effectifs des périodes tarifaires (Heures Pleines – Heures Creuses) sont indiqués sur les factures et peuvent varier d'un client à l'autre. Enedis peut être amenée à modifier ces horaires, moyennant un préavis de six mois et informe EDF qui répercute cette information au client. Les heures réelles de début et de fin des périodes tarifaires peuvent s'écarter

de quelques minutes des horaires indiqués sur les factures. À l'exception des jours de changement d'heure, elles respectent cependant les durées journalières des périodes tarifaires précisées dans les tarifs réglementés.

4-2 Mise en extinction - Suppression d'une option tarifaire

Une option tarifaire peut être mise en extinction ou supprimée suite à une décision des pouvoirs publics.

- Une option tarifaire mise en extinction ne peut plus être proposée aux clients à compter de la date de prise d'effet de la mise en extinction. La mise en extinction d'une option tarifaire n'entraîne pas la résiliation du contrat en cours, y compris lors de la tacite reconduction de celui-ci. Le client conserve ainsi l'option tarifaire en extinction tant qu'il ne demande pas de modification de l'option tarifaire souscrite. Ainsi, lorsque le client demande à EDF une modification de l'option tarifaire souscrite, il est informé qu'il perd le bénéfice de l'option tarifaire en extinction. À compter de la date d'effet de la mise en extinction, l'application d'une option tarifaire ne pourra être demandée par un client pour un nouveau contrat. Une option tarifaire mise en extinction peut évoluer suite à une décision des pouvoirs publics dans les conditions prévues à l'article 6-3 des présentes Conditions Générales. Lorsque le client quitte une option tarifaire en extinction, le coût éventuel de modification du dispositif de comptage est à la charge du client.

- Quand une option tarifaire est supprimée, EDF en informe le client dans un délai de trois mois à compter de la date d'effet de la décision de suppression de l'option tarifaire et l'avise de la nécessité de choisir une autre option tarifaire parmi celles en vigueur. S'il n'a pas opéré ce choix dans un délai d'un an à compter de la date d'effet de la suppression de l'option tarifaire, le client se verra appliquer la correspondance tarifaire prévue à cet effet par la décision des pouvoirs publics de suppression d'une option tarifaire. Si le changement de l'option tarifaire nécessite une modification du dispositif de comptage du client, le coût de cette modification est à la charge d'EDF.

4-3 Conseil tarifaire

Lors de la conclusion du contrat, EDF conseille le client sur le tarif à souscrire pour son point de livraison sur la base des éléments d'information recueillis auprès du client sur ses besoins.

En cours de contrat, le client peut contacter EDF pour s'assurer de l'adéquation du tarif souscrit en cas d'évolution de ses besoins. EDF s'engage à répondre, à titre gracieux, à toute demande du client qui souhaiterait disposer d'éléments d'information généraux pour s'assurer que son tarif est bien adapté à son mode de consommation.

Le client peut demander à modifier son tarif à tout moment dans le respect des conditions définies ci-après.

Ce changement peut donner lieu à la facturation de frais dont le montant figure dans le Catalogue des Prestations ou est obtenu sur simple demande auprès d'EDF.

Lorsqu'à l'occasion de ce changement de tarif, le client obtient une augmentation de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une diminution de cette puissance ou, lorsque le client obtient une diminution de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une augmentation de cette puissance, EDF facture, sans surcoût, en plus des frais mentionnés ci-dessus, un montant complémentaire, au titre du caractère annuel de l'abonnement de la puissance souscrite, calculé selon les modalités définies au Catalogue des frais et facturations complémentaires d'EDF disponible sur le site <http://www.edf.fr> ou obtenu sur simple demande auprès d'EDF.

La modification de l'option tarifaire est possible, après l'avoir conservée au moins douze mois consécutifs, dans les conditions prévues dans le tarif d'utilisation du RDP consultable sur le site <http://www.enedis.fr/tarif-acheminement>.

En cas de modification des caractéristiques contractuelles, il n'y a pas d'application rétroactive du nouveau tarif donnant lieu à un remboursement au client.

Article 5 : INTERRUPTION DE LA FOURNITURE À L'INITIATIVE D'EDF

EDF peut demander à Enedis de procéder à l'interruption de fourniture ou à la réduction de la puissance en cas de manquement contractuel ou en cas de non-paiement des factures conformément à l'article 7-4.

Article 6 : FACTURATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DES PRESTATIONS DIVERSES

6-1 Établissement de la facture

Chaque facture d'électricité est établie conformément à la réglementation en vigueur. Conformément à l'article 289 du Code Général des Impôts, le Client accepte de recevoir ses factures par voie dématérialisée, sous réserve de l'application de l'article L.224-12 du Code de la consommation.

La facture comporte s'il y a lieu, le montant des frais correspondant à des prestations annexes. Les catalogues de ces prestations et les prix applicables sont disponibles sur les sites http://www.enedis.fr/Catalogue_des_prestations et <http://www.edf.fr> ou sur simple demande auprès d'EDF. EDF informe le client du prix de la prestation demandée préalablement à toute intervention.

En cas de résiliation du contrat, le montant d'abonnement le cas échéant déjà facturé, correspondant à la période postérieure à la date de la résiliation est porté en déduction sur la facture de résiliation.

6-2 Modalités de facturation

Si le client n'a pas opté pour la mensualisation, les factures lui sont adressées, tous les deux mois ou tous les six 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 de ses index à Enedis. Les autres factures dites « intermédiaires » sont établies sur la base des consommations estimées du client, c'est à dire sur la base de ses consommations réelles antérieures ou, à défaut, à partir de consommations moyennes constatées pour la même puissance souscrite et la même option tarifaire sur la période concernée. Si le client souhaite que

ses factures intermédiaires soient établies sur la base de ses consommations réelles, celui-ci peut gratuitement et sur simple demande, bénéficier du service « Auto-relevé » lui permettant de transmettre ses index auto-relevés. À cette fin, chaque facture fait apparaître la période durant laquelle le client peut transmettre par internet, téléphone ou tout autre moyen à sa convenance, ses index pour une prise en compte dans l'émission de la facture suivante. Ce service lui permet de recevoir un avis l'invitant à retourner à EDF le relevé de son compteur avant la date limite. Lorsque les index auto-relevés par le client s'avèrent après contrôle, incohérents avec ses consommations habituelles ou les précédents index relevés par Enedis, la facture est alors établie sur la même base d'estimation de consommations que celle exposée ci-dessus. Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les factures sont établies en fonction d'index télérelevés et transmis par Enedis.

6-3 Changement de tarif

Le tarif applicable au contrat est susceptible d'évoluer suite à une décision des pouvoirs publics. En cas de modification du tarif entre deux facturations, le relevé des consommations comporte simultanément des consommations payables à l'ancien et au nouveau tarif. Le montant facturé est alors calculé selon une répartition forfaitaire proportionnelle au nombre de jours de la durée de chaque période écoulée. Les modifications de tarifs sont applicables en cours d'exécution du contrat et font l'objet d'une information générale.

6-4 Contestations et régularisations de facturation

Les contestations et régularisations de facturation donnent lieu à une facture qui en précise les modalités de calcul.

Contestation

En application de l'article 2224 du code civil, le client et EDF peuvent contester une ou plusieurs factures pendant une durée maximale de cinq ans à compter du jour où la partie qui conteste, a eu, ou aurait dû avoir connaissance de son droit d'agir. Par exception, conformément à l'article 1 de la loi 68-1250 du 31 décembre 1968, EDF peut contester les factures à l'encontre d'une personne publique pendant une durée de quatre ans à compter du 1^{er} janvier de l'année suivant celle au cours de laquelle le droit a été acquis.

Régularisation par EDF

La régularisation ne peut porter sur aucune consommation antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé, sauf dans les deux cas suivants :

- lorsqu'Enedis a signifié au client, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, le défaut d'accès au compteur et l'absence de transmission par le client d'un index relatif à sa consommation réelle,
- en cas de fraude.

Le redressement est calculé selon les tarifs en vigueur au moment des faits. Aucune majoration au titre d'intérêt de retard ou de pénalité ne peut être demandée au client à ce titre.

Les fraudes portant sur le dispositif de comptage relèvent du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier seront à la charge du client. Ces frais incluent notamment un « forfait Agent assermenté » dont le montant figure au Catalogue des Prestations.

Article 7 : PAIEMENT DES FACTURES

7-1 Paiement des factures et pénalités de retard

Toute facture doit être payée au plus tard dans un délai de quinze jours calendaires à compter de sa date d'émission.

Le règlement est réputé réalisé à la date de réception des fonds par EDF.

À défaut de paiement intégral dans le délai prévu pour leur règlement, EDF peut relancer le client par tout moyen approprié, y compris par des opérations d'appels par automate. Les sommes dues sont majorées de plein droit, sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités de retard dont le taux est égal au taux d'intérêt appliqué par la Banque Centrale Européenne à ses opérations principales de refinancement les plus récentes majoré de dix points de pourcentage.

Ces pénalités s'appliquent au montant de la créance TTC et sont exigibles à compter du jour suivant la date de règlement inscrite sur la facture jusqu'à la date de réception des fonds par EDF.

Par ailleurs, conformément à l'article L441-9 du code de commerce, tout client en situation de retard de paiement est également débiteur de plein droit, par facture impayée dans les délais, d'une indemnité forfaitaire pour frais de recouvrement. Son montant fixé par décret est actuellement de 40 euros selon le décret n° 2012-1115 du 2 octobre 2012.

Si EDF exposait des frais de recouvrement supérieurs au montant prévu ci-avant, EDF pourrait demander au client une indemnisation complémentaire sur justification.

En application de l'article 256 du code général des impôts, les intérêts de retard de paiement et l'indemnité forfaitaire pour frais de recouvrement de 40 euros ne sont pas soumis à TVA.

Les factures sont majorées des taxes, contributions et impôts applicables conformément à la réglementation en vigueur au jour de la facturation. Aucun escompte ne sera appliqué en cas de paiement anticipé.

7-2 Modes de paiement

Le client peut choisir de régler ses factures selon les modes de paiement ci-dessous.

- **Prélèvement automatique** (à la date de règlement figurant sur la facture)

Le client peut demander que le montant de ses factures soit prélevé automatiquement sur son compte bancaire, postal ou de caisse d'épargne. Dans ce cas, le client doit retourner à EDF un mandat SEPA (Single Euro Payments Area) dûment complété et signé.

- **Mensualisation avec prélèvement automatique**

Pour en bénéficier, le client doit avoir choisi le mode de paiement par prélèvement automatique.

Au vu de ses consommations d'électricité et de sa facture annuelle prévisionnelle correspondant à la fourniture, l'acheminement

d'électricité et aux options payantes éventuellement souscrites, la mensualisation permet au client de lisser ses paiements sur une période de douze mois en payant un montant identique tous les mois, pendant dix mois.

À cette fin, EDF et le client arrêtent, d'un commun accord, un échéancier de paiements mensuels et conviennent que ces montants feront l'objet d'un prélèvement automatique sur un compte bancaire, postal ou de caisse d'épargne. L'échéancier peut être révisé une fois en cours de période si un écart notable apparaît entre la consommation réelle et la consommation estimée suite à un relevé d'Enedis. Le nouvel échéancier sera alors adressé au client. Dans tous les cas, une facture de régularisation sera adressée au client le douzième mois sur la base de ses consommations réelles relevées par Enedis ou auto-relevées par le client, 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. Elle fera également l'objet d'un prélèvement automatique.

- **TIP, chèque, télépaiement et carte bancaire via internet,**

- **Mandat compte** dans un bureau de poste, muni de sa facture.

Enfin, conformément aux articles R. 124-1 et suivants du Code de l'énergie, le client peut régler ses factures avec un chèque énergie à condition que son Contrat couvre simultanément des usages professionnels et non professionnels et que les ressources de son foyer sont inférieures à un montant fixé par décret.

Le client peut changer de mode de paiement en cours de contrat. Il en informe EDF par tout moyen.

Pour les clients soumis aux règles de la comptabilité publique, des modes de règlement compatibles sont acceptés.

7-3 Responsabilité du paiement

Selon les indications du client, les factures sont expédiées :

- soit au titulaire du contrat à l'adresse du point de livraison,
- soit au titulaire du contrat à une adresse différente de celle du point de livraison,
- soit à l'adresse d'un tiers désigné comme payeur par le titulaire du contrat.

Dans tous les cas, le titulaire du contrat reste responsable du paiement intégral des factures.

7-4 Mesures prises par EDF en cas de non-paiement

En l'absence de paiement intégral à la date limite de règlement indiquée sur la facture, EDF informe le Client par courrier valant mise en demeure que :

- à défaut de règlement dans un délai supplémentaire de dix jours par rapport à la date limite de paiement indiquée sur sa facture, sa fourniture d'électricité pourra être suspendue ou la puissance limitée pour les sites équipés d'un compteur communicant,

CONDITIONS GÉNÉRALES DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ

- si aucun paiement n'est intervenu dix jours après l'échéance de ce délai supplémentaire de dix jours, EDF pourra résilier le contrat de plein droit.

Lorsque la facture d'électricité du contrat relatif aux parties communes d'un immeuble n'a pas été acquittée à la date limite de paiement, il sera fait application de l'article 8 du décret 2008-780 du 13 août 2008.

Tout déplacement d'Enedis pour suspension de fourniture ou limitation de puissance, que la prestation ait été réalisée ou non, donne lieu à facturation de frais, conformément au Catalogue des Prestations. Ces frais sont communiqués sur simple demande auprès d'EDF.

7-5 Délai de remboursement

• En cours de contrat

Lorsque la facture fait apparaître un trop-perçu en faveur du client (notamment en cas de régularisation des consommations estimées suite au relevé des consommations réelles du client), EDF le rembourse au plus tard sur la facture suivante lorsque ce trop-perçu est inférieur à 50 euros, sauf si le client demande son remboursement.

À partir de ce montant, le trop-perçu est remboursé par EDF dans un délai de quinze jours à compter de l'émission de la facture ou de la demande du client.

• En cas de résiliation

Si la facture de résiliation fait apparaître un trop-perçu en faveur du client, EDF rembourse ce montant dans un délai maximal de quinze jours à compter de la date d'émission de la facture de résiliation.

• En cas d'application de l'article 6-4 susvisé

EDF s'engage à rembourser au client un éventuel trop-perçu le plus tôt possible et, en tout état de cause, dans un délai inférieur à deux mois à compter de l'accord d'EDF sur le montant du trop-perçu. En cas de non-respect par EDF de ce délai, les sommes à rembourser seront majorées de plein droit, et sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités dont le taux est égal au taux d'intérêt appliqué par la Banque Centrale Européenne à ses opérations principales de refinancement les plus récentes majoré de dix points de pourcentage et qui est appliqué au montant de la créance TTC. Ces pénalités ne peuvent être inférieures à un montant minimum de 40 € HT.

7-6 Impôts, taxes et contributions

Les prix afférents au présent contrat sont majorés de plein droit du montant des impôts, taxes, charges, redevances ou contributions de toute nature, actuels ou futurs, supportés ou dus par EDF dans le cadre de la fourniture d'électricité, ainsi que de l'accès au réseau public de transport et de distribution et son utilisation en application de la législation et/ou de la réglementation. Toutes modifications et/ou évolutions de ces impôts, taxes, charges, redevances ou contributions de toute nature seront immédiatement applicables de plein droit au contrat en cours d'exécution.

Article 8 : RESPONSABILITÉ

8-1 Responsabilité d'EDF vis-à-vis du client

EDF est responsable des dommages directs et certains causés au client en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de la fourniture d'électricité, sauf dans les cas de force majeure.

8-2 Responsabilité du client vis-à-vis d'EDF et d'Enedis

Le client est responsable des dommages directs et certains causés à EDF en cas de non-respect de ses obligations contractuelles, sauf en cas de force majeure.

Le client est responsable en cas de non-respect et de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à Enedis suivant les modalités précisées dans la synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RDP figurant en annexe.

Article 9 : DONNÉES À CARACTÈRE PERSONNEL

EDF regroupe dans ses fichiers clientèle et marketing des données à caractère personnel relatives à ses clients. Ces fichiers sont gérés en conformité avec la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978 modifiée relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés et le règlement (UE) 2016/679 du 27 avril 2016 relatif à la protection des personnes physiques à l'égard du traitement des données personnelles et à la libre circulation de ces données.

La collecte de certaines données est obligatoire, notamment la dénomination sociale, la raison sociale, le numéro de RCS et/ou SIREN, l'offre de fourniture choisie, les nom, prénom, adresse du client, ainsi que le cas échéant les données de contact de ses interlocuteurs personnes physiques. D'autres données sont en revanche facultatives, telles que les coordonnées bancaires, adresse payeur, caractéristiques des installations intérieures, coordonnées téléphoniques, adresse électronique..., comme indiqué lors de la collecte des données. Leur communication est nécessaire pour bénéficier de fonctionnalités incluses dans le Contrat (Espace client personnel et sécurisé sur le site <http://www.edf.fr>, facture électronique...).

Les fichiers d'EDF contiennent également les données de consommation du Client transmises par Enedis pour les besoins de la gestion et la facturation du Contrat.

Les données à caractère personnel collectées par EDF auprès du Client et nécessaires à Enedis et, le cas échéant, aux établissements financiers et postaux, aux prestataires pour les opérations de recouvrement ainsi qu'aux tiers autorisés, leur sont communiquées par EDF.

EDF conserve les données collectées pendant la durée du contrat et 5 ans à compter de sa résiliation.

Les fichiers ont pour finalité la gestion des contrats (dont la facturation et le recouvrement) et les opérations commerciales (dont la prospection commerciale) réalisées par EDF. Selon la réglementation en vigueur, la prospection par voie électronique peut nécessi-

ter le consentement exprès et préalable de la personne concernée.

Pour les informations personnelles les concernant, les personnes disposent :

- d'un droit d'accès ainsi que d'un droit de rectification dans l'hypothèse où ces informations s'avèreraient inexactes, incomplètes, équivoques et/ou périmées,
- d'un droit d'opposition, sans frais, à l'utilisation par EDF de ces informations à des fins de prospection commerciale,
- d'un droit à la limitation du traitement dont leurs données font l'objet, dans les conditions précisées dans le RGPD,
- d'un droit à la portabilité et à l'effacement en application de la réglementation.

La personne concernée peut exercer les droits susvisés auprès de l'entité d'EDF qui gère son contrat. Les coordonnées de cette entité figurent sur les factures adressées au Client.

Le droit de rectification ainsi que le droit d'opposition à la prospection commerciale peuvent s'exercer en ligne sur l'espace personnel du Client, par courrier électronique à l'adresse « vosdonnees@edf.fr » ou par téléphone. Un lien de désabonnement figurant sur tout courrier électronique adressé par EDF permet en outre de s'opposer à la prospection commerciale.

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, la personne concernée dispose de la possibilité d'introduire un recours auprès de la Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés.

Article 10 : MODES DE RÈGLEMENT DES LITIGES

10-1 Modes de règlement internes

En cas de litige relatif à l'exécution du contrat, le client peut adresser une réclamation orale ou écrite, accompagnée éventuellement d'une demande d'indemnisation, au service clients de sa région dont les coordonnées figurent sur sa facture. Le client peut également faire une réclamation sur le site internet <http://www.edf.fr>. Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par le service clients, il peut saisir l'instance d'appel interne aux coordonnées suivantes : EDF Direction Commerciale Régionale - TSA 81005 - 92099 La Défense Cedex.

Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par la Direction Commerciale Régionale d'EDF, il peut saisir le Médiateur EDF par le formulaire internet disponible sur le site <https://mediateur.edf.fr/> ou par courrier aux coordonnées suivantes : Médiateur d'EDF - TSA 50026 75804 Paris Cedex 08.

Si ce litige concerne l'acheminement, le client peut également formuler sa réclamation directement à Enedis sur le site <http://www.enedis.fr/reclamations> en utilisant le formulaire approprié ou par courrier aux coordonnées suivantes : Enedis - Tour Enedis – 34 place des Corolles 92079 Paris La Défense Cedex.

Lorsqu'elle est accompagnée d'une demande d'indemnisation, la réclamation doit être adres-

sée par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, dans un délai de vingt jours calendaires à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle le client en a eu connaissance, et doit mentionner la date, le lieu et si possible l'heure de(s) l'incident(s) supposé(s) être à l'origine des dommages, les circonstances, ainsi que la nature et si possible le montant estimé des dommages directs et certains.

Les modalités de traitement des réclamations applicables en la matière sont à disposition des clients sur le site <http://www.enedis.fr/reclamations>.

10-2 Modes de règlement externes

Sans avoir à épuiser les recours internes exposés à l'article 10-1, dans le cas où le différend avec EDF n'a pas fait l'objet d'une réponse satisfaisante ou si le litige n'a pas été résolu dans un délai de deux mois à compter de la réception de la réclamation, le client dispose d'un nouveau délai de dix mois pour saisir directement et gratuitement le médiateur national de l'énergie, dans le respect de son champ de compétences déterminé par les articles L122-1 et suivants du code de l'énergie, par le formulaire internet disponible sur le site <http://www.energie-mediateur.fr> ou par courrier aux coordonnées suivantes : Médiateur national de l'énergie - Libre réponse n° 59252 - 75443 Paris Cedex 09.

Ces modes de règlement amiable internes et externes des litiges sont facultatifs pour le client. Il peut donc à tout moment saisir les tribunaux de l'ordre judiciaire compétents.

Article 11 : ÉVOLUTION DES CONDITIONS GÉNÉRALES

En cas d'évolution, de nouvelles Conditions Générales seront élaborées selon les mêmes modalités que les présentes.

EDF informera le client des modifications apportées aux Conditions Générales au moins un mois avant leur date d'entrée en vigueur par voie postale ou par voie électronique, conformément à la réglementation en vigueur.

En cas de non-acceptation par le client de ces modifications contractuelles, le client peut résilier son contrat sans pénalité, conformément à l'article 3-4, dans un délai de trois mois à compter de la réception par le client du projet de modification.

Ces dispositions ne sont pas applicables en cas de modifications contractuelles imposées par voie législative ou réglementaire.

Article 12 : CORRESPONDANCE ET INFORMATIONS

Pour contacter EDF, l'adresse et les coordonnées téléphoniques auxquelles le client peut se reporter, figurent sur sa facture.

Pendant la durée du contrat, EDF met à disposition du client un espace Client personnel

sécurisé sur le site www.edf.fr, lui permettant notamment de consulter son contrat et ses factures et de suivre ses consommations. Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, le client peut accéder à ses données de consommation sur cet espace Client et sur l'espace sécurisé mis à disposition par Enedis sur le site www.enedis.fr.

Le client peut accéder à l'aide-mémoire du consommateur d'énergie à l'adresse suivante : <https://www.economie.gouv.fr/dgccrff/Consommation/faq-sur-ouverture-des-marches-electricite-et-gaz-naturel>



EDF SA
22-30 avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08 - France
Capital de 1 525 484 813 euros
552 081 317 R.C.S. Paris

www.edf.com

Direction Commerce

Tour EDF
20, place de La Défense
92050 Paris La Défense Cedex

Origine 2018 de l'électricité vendue par EDF :
86,3% nucléaire, 8,5% renouvelables (dont 6,6% hydraulique),
1,5% charbon, 2,7% gaz, 1,0% fioul.
Indicateurs d'impact environnemental sur www.edf.fr

L'énergie est notre avenir, économisons-la !



ANNEXE 8

CONDITIONS GENERALES D'ACCES AU RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION HTA OU BASSE TENSION POUR LES CLIENTS 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](http://www.enedis.fr/Catalogue_des_prestations). Le client peut demander à bénéficier de chacune des prestations proposées dans les conditions définies au catalogue des prestations de la catégorie le concernant.

En cas de contradiction entre les référentiels et le catalogue des prestations d'une part, et le contrat d'accès au RPD conclu par le client d'autre part, les dispositions du contrat d'accès au RPD conclu par le client avec Enedis prévalent.

2. Cadre général de l'accès au réseau public de distribution

2.1 Engagements d'Enedis :

Enedis s'engage tant à l'égard du client, qu'à celui du Fournisseur, à :

- garantir un accès non discriminatoire au RPD ;
- acheminer l'énergie électrique sur le RPD jusqu'au point de livraison du client, en respectant les standards de qualité définissant l'onde électrique en matière de continuité et de qualité tels que mentionnés dans les contrats d'accès au RPD et rappelés aux articles 7.1 à 7.6 de la présente annexe ;
- assurer l'accueil dépannage et les interventions nécessaires au dépannage ;
- réaliser les interventions techniques nécessaires, selon les modalités techniques et financières des référentiels d'Enedis et de ses Catalogues des Prestations ;
- assurer la sécurité des tiers relativement au RPD ;
- informer les clients et le cas échéant leur Fournisseur préalablement - dans la mesure du possible - lors de coupures pour travaux, pour raisons de sécurité ou lors des coupures pour incident affectant le RPD, conformément aux modalités indiquées au contrat d'accès au RPD conclu avec Enedis ;
- entretenir, développer ou renforcer le RPD dans les zones géographiques où le cahier des charges de concession lui en a confié la responsabilité ;
- garantir l'accès du client à l'historique disponible de ses données de consommation, conformément aux modalités définies par Enedis sur son site www.enedis.fr ;
- 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 défektivité ou d'un défaut de sécurité de l'installation électrique intérieure du client.

Enedis met à disposition des clients résidentiels sur son site internet à la page www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite des informations sur les précautions élémentaires à mettre en œuvre pour que l'installation intérieure et les appareils électriques du client supportent les conséquences de perturbations sur le réseau et évitent de perturber le RPD.

- ne pas raccorder un tiers à ses installations ;
- satisfaire à une obligation de prudence conformément aux dispositions de l'article D342-8 du code de l'énergie, en veillant à ce que ses installations soient capables de supporter les perturbations liées à l'exploitation du RPD ;
- garantir à Enedis le libre accès et en toute sécurité au dispositif de comptage ;
- veiller à l'intégrité des ouvrages de son raccordement individuel et de son branchement individuel ;
- déclarer à Enedis et entretenir les moyens de production autonome dont il dispose, l'accord préalable et écrit d'Enedis étant requis avant la mise en œuvre de moyens de production, conformément aux dispositions de l'article 3.4 de la présente annexe.

2.3 Engagements du Fournisseur :

Au titre de ses relations avec le client en Contrat Unique, le Fournisseur s'engage notamment à :

- assurer l'accueil des demandes et des réclamations du client ;
- assurer la reproduction du contrat GRD-F selon des modalités permettant une consultation simple et complète pour le client, en annexant à son Contrat Unique l'annexe 1 bis ou 2 bis du contrat GRD-F selon le Domaine de Tension concerné ; lorsque le client a opté pour un contrat au tarif réglementé de vente, les conditions générales au tarif réglementé de vente reprennent également les dispositions générales d'accès au RPD, décrites dans le contrat GRD-F, qu'Enedis applique à l'ensemble des utilisateurs ;
- informer le client relativement aux dispositions générales d'accès au RPD ;
- informer le client que celui-ci engage sa responsabilité en cas de non respect ou de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et qu'il devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à un tiers et notamment à Enedis ;
- informer le client en cas de défaillance au sens de l'article L 333-3 du code de l'énergie de la part du Fournisseur ;
- facturer simultanément au client la fourniture d'énergie et l'utilisation du RPD en application de l'article L332-4 du code de l'énergie et de l'article R341-2 du code de l'énergie.

Au titre de ses relations avec Enedis, le Fournisseur s'engage notamment à :

- à souscrire auprès d'Enedis, pour chacun des Points de Livraison en Contrat Unique raccordé au RPD géré par Enedis, un accès au réseau respectant la capacité des ouvrages ;
- à payer à Enedis dans les délais convenus les factures relatives à l'utilisation des réseaux, ainsi que les prestations concernant les points de livraison de son périmètre dans le cadre du contrat GRD-F conclu avec Enedis ;
- à mettre à disposition d'Enedis les mises à jour des données dont il est propriétaire au sens de l'annexe 4 du contrat GRD-F pour l'exécution d'un Contrat Unique conformément aux modalités définies dans le contrat GRD-F.

3. Raccordement

3.1 Demande de raccordement d'un point de livraison au RPD :

La prise d'effet d'un contrat d'accès au RPD (CARD ou Contrat Unique) est subordonnée au raccordement effectif et direct au RPD du point de livraison concerné et à la réalisation de l'installation intérieure conformément à la réglementation et aux normes applicables.

Le client qui demande un raccordement ou une évolution de son raccordement peut contacter directement Enedis ou confier à un mandataire l'ensemble des démarches.

3.2 Travaux de raccordement :

Lorsqu'une demande de raccordement ou d'évolution de raccordement existant est formulée par le client, Enedis se rapproche de lui ou de son mandataire pour étudier les modalités de raccordement au RPD pertinentes et adaptées à ses besoins de puissance, ceux-ci pouvant nécessiter la création d'ouvrages de raccordement.

La puissance de raccordement demandée ne peut être mise à disposition qu'après le délai de réalisation des travaux éventuellement nécessaires.

3.3 Facturation du raccordement :

Les conditions de facturation du raccordement au RPD sont communiquées au client qui en fait la demande par Enedis.

3.4 Moyens de production présents chez le client :

L'accord préalable et écrit d'Enedis est nécessaire avant la mise en œuvre de moyens de production. Cet accord pourra notamment porter sur la spécification des matériels utilisés, en particulier les dispositifs de protection de découplage, qui doivent être conformes aux dispositions législatives et réglementaires en vigueur.

Pour le cas où le client entendrait céder tout ou partie de l'énergie électrique produite par les installations de son site, il lui appartiendrait de se rapprocher d'Enedis conformément aux informations figurant sur son site internet pour définir avec elle les modalités de souscription d'un contrat spécifique relatif à l'injection de ladite énergie sur le RPD.

4. Mise en œuvre de l'accès et de l'utilisation du RPD

4.1 Principes généraux :

Les prestations d'accès et d'utilisation du RPD sont réalisées par Enedis conformément aux modalités définies dans les référentiels d'Enedis et au catalogue des prestations.

Dans le cas où Enedis n'est pas en mesure d'honorer un rendez-vous, il lui appartient d'en informer le client au moins deux jours ouvrés avant. Si elle ne le fait pas et que le rendez-vous est manqué du fait d'Enedis, Enedis verse automatiquement au bénéfice du client, via son Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, un frais d'un montant égal à celui facturé en cas de déplacement vain.

4.2 Mise en service à la suite d'un raccordement nouveau

A titre d'information, Enedis ne peut mettre en service que des Points de Livraison satisfaisant aux conditions cumulatives suivantes :

- acceptation par le client ou le pétitionnaire du devis des travaux de raccordement établi par Enedis ;
- réalisation des travaux de raccordement au RPD ainsi que des travaux éventuellement nécessaires incombant au client ou au pétitionnaire ;
- paiement complet à Enedis des sommes dues par le client ou le pétitionnaire ;
- fourniture à Enedis par le client ou le pétitionnaire, d'une attestation de conformité des installations électriques intérieures du client aux règlements et normes de sécurité en vigueur, dès lors que ces installations sont soumises aux dispositions des articles D342-18 à D342-21 du code de l'énergie ;
- à la conclusion d'un Contrat Unique ou d'accès au réseau.

4.3 Mise en service sur raccordement existant :

A titre d'information, Enedis ne peut mettre en service que des Points de Livraison satisfaisant aux conditions cumulatives suivantes :

- réalisation des travaux éventuellement nécessaires incombant au client ou au pétitionnaire ;

- fourniture à Enedis par le client d'une attestation de conformité des installations électriques intérieures du client aux règlements et normes en vigueur dès lors que celles-ci sont soumises aux dispositions des articles D342-18 à D342-21 du code de l'énergie (rénovation complète des installations ayant nécessité une mise hors tension à la demande du client) ;

Lorsqu'un client emménage dans un local déjà raccordé et alimenté, le maintien de l'alimentation est subordonné à la conclusion dans les plus brefs délais d'un Contrat Unique ou d'accès au réseau.

4.4 Changement de Fournisseur :

Le client s'adresse au Fournisseur de son choix.

Lorsque le client souhaite changer de Fournisseur dans le cadre d'un Contrat Unique, le nouveau Fournisseur formule une demande de changement de Fournisseur pour le compte du client auprès d'Enedis, conformément aux modalités définies dans les référentiels d'Enedis. L'ancien Fournisseur ne peut pas s'opposer au changement de Fournisseur demandé. Enedis a la possibilité de s'opposer à la demande de changement de Fournisseur si elle est irrecevable, notamment lorsqu'une demande de changement de Fournisseur est déjà en cours de traitement pour le Point de Livraison.

4.5 Résiliation du contrat :

Le client peut résilier son contrat selon les dispositions prévues dans son Contrat Unique, ou le cas échéant dans son CARD.

En cas de Contrat Unique, le Fournisseur peut résilier le contrat le liant à son client selon les dispositions prévues contractuellement.

En l'absence de nouveau contrat conclu à la date d'effet de la résiliation, les dispositions du paragraphe 7.5 s'appliquent.

5. Facturation de l'utilisation du réseau public de distribution

5.1 Tarifs d'utilisation du réseau public de distribution

La tarification de l'utilisation du réseau public de distribution est établie conformément aux articles L 341-2 et suivants du code de l'énergie.

- Lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, Enedis facture l'accès au PRD au Fournisseur et le Fournisseur facture simultanément au client la fourniture d'énergie et l'utilisation du RPD en application de l'article L332-4 du code de l'énergie et de l'article R341-2 du code de l'énergie.
- Lorsque le client dispose d'un contrat CARD, Enedis facture l'accès au RPD directement au client.

Le client est conseillé sur la formule tarifaire d'acheminement et la puissance souscrite la plus adaptée par :

- son Fournisseur, si le client dispose d'un Contrat Unique ;
- Enedis, si le client a souscrit un contrat CARD.

5.2 Modification de tarif :

Dès l'entrée en vigueur d'un nouveau tarif d'utilisation du réseau ou d'un nouveau tarif sur les prestations annexes réalisées par le GRD, celui-ci s'applique de plein droit aux contrats d'accès au réseau en cours lorsque le client dispose d'un contrat en offre de marché, et ce quel que soit son schéma contractuel (CARD ou contrat unique).

Ces modifications sont également prises en compte dans les évolutions du tarif réglementé de vente.

5.3 Prestations et services :

Les prestations et services assurés au client, ainsi que les prix associés, lui sont communiqués par son Fournisseur en cas de Contrat Unique ou par Enedis en cas de CARD.

6. Comptage

Conformément à l'article L 322-8 du code de l'énergie, Enedis assure les missions de comptage dont elle est légalement investie.

Enedis est chargée du relevé, du contrôle, de la correction éventuelle, de la validation des données de comptage et de la mise à disposition de ces données validées auprès des utilisateurs autorisés.

La documentation technique de référence librement accessible sur le site internet d'Enedis constitue le référentiel des prescriptions techniques applicables en matière de dispositif de comptage.

Ces données de comptage, qui concernent la consommation du client, permettent :

- de facturer le tarif d'utilisation du réseau public de distribution ;
- de mettre à disposition du Fournisseur en Contrat Unique l'ensemble des données de comptage lui permettant de facturer ses livraisons d'énergie électrique au client conformément aux modalités décrites dans le contrat GRD-F ;
- la transmission à RTE des données de reconstitution des flux ;

6.1 Pose du dispositif de comptage

Le dispositif de comptage permet la mesure et le contrôle des caractéristiques de l'électricité acheminée et leur adaptation aux conditions du contrat souscrit par le client. Il est décrit dans le contrat du client.

La pose d'un compteur communicant s'effectue à l'initiative d'Enedis conformément aux dispositions des articles R341-4 à R341-8 du code de l'énergie.

Dans le cas où le client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA, si le client souhaite un service nécessitant la pose d'un compteur communicant alors qu'il n'en dispose pas encore, Enedis installe ce compteur, sous réserve de faisabilité technique, conformément aux modalités définies dans ses référentiels et ses catalogues des prestations.

6.2 Vérification, entretien et renouvellement des équipements du dispositif de comptage

Le contrôle des équipements du dispositif de comptage est assuré par Enedis.

Le client ou son Fournisseur en Contrat Unique peut à tout moment demander à Enedis une vérification métrologique des équipements du dispositif de comptage, dans les conditions décrites aux catalogues des prestations d'Enedis en vigueur de la catégorie concernant le client.

L'entretien et le renouvellement des équipements du dispositif de comptage fournis par Enedis sont assurés par Enedis. Les frais correspondants sont à la charge d'Enedis, sauf détérioration imputable au client. L'entretien et le renouvellement des équipements du dispositif de comptage non fournis par Enedis sont sous la responsabilité du client. Lorsque l'opération d'entretien ou de renouvellement nécessite la dépose des scellés, la présence d'Enedis est obligatoire et le client est tenu de demander l'intervention d'Enedis, par l'intermédiaire de son Fournisseur s'il dispose d'un Contrat Unique, en préalable à l'opération. Cette opération est réalisée et facturée conformément aux catalogues des prestations en vigueur de la catégorie concernant le client.

Lorsqu'un compteur a été fourni par le client, le Fournisseur est tenu de souscrire une prestation de synchronisation dudit compteur dans les conditions décrites au catalogue des prestations d'Enedis en vigueur. Le renouvellement de ce compteur pour le mettre en conformité avec la réglementation est sous la responsabilité d'Enedis conformément à l'article L 322-8 du code de l'énergie.

6.3 Fraude et dysfonctionnement du matériel de comptage

Le client doit veiller à ne pas porter atteinte à l'intégrité et au bon fonctionnement des appareils permettant le calcul de ses consommations d'électricité. Les fraudes portant sur le matériel de comptage sont traitées dans le cadre du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier sont à la charge du client.

En cas de dysfonctionnement du dispositif de comptage, ayant une incidence sur l'enregistrement des consommations, ou de fraude dûment constatée par Enedis, Enedis informe le client de l'évaluation des consommations à rectifier. Cette évaluation est faite par comparaison avec des périodes similaires de consommation du point de livraison concerné ou à défaut de celles d'un point de livraison présentant des caractéristiques de consommation comparables. Enedis peut modifier cette évaluation sur la base d'éléments circonstanciés communiqués par le client. Sans réponse du client à la proposition d'évaluation dans un délai de 30 jours calendaires, l'évaluation produite est considérée comme validée et Enedis procède à la rectification.

Dans le cadre d'un Contrat Unique, le Fournisseur est chargé du recouvrement de la facture rectificative.

6.4 Accès au dispositif de comptage

Le client s'engage à prendre toute disposition pour permettre à Enedis d'effectuer :

- la pose, la modification, l'entretien et la vérification du matériel de comptage ; dans le cadre du déploiement des compteurs communicants, le client doit laisser Enedis procéder au remplacement du compteur conformément aux dispositions des articles R341-4 à R 341-8 du code de l'énergie ;
- le dépannage des dispositifs de comptage, conformément à la mission dévolue à Enedis en application de l'article L 322-8 du code de l'énergie ;
- le relevé du compteur autant de fois que nécessaire (au moins une fois par an lorsque le client dispose d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA). Dans les cas où l'accès au compteur nécessite la présence du client, celui-ci est informé au préalable du passage d'Enedis.

Si un compteur n'a pas pu être relevé au cours des douze derniers mois du fait de l'impossibilité de cet accès, Enedis peut demander un rendez-vous à la convenance du client pour un relevé spécial qui sera facturé via le Fournisseur dans les conditions prévues aux catalogues des prestations d'Enedis.

7. Continuité et qualité de l'électricité

7.1 Engagements d'Enedis en matière de continuité

Enedis s'engage à mettre tous les moyens en œuvre pour assurer une continuité d'alimentation en électricité dans les limites des techniques existantes concernant le réseau et le système électrique, sous réserve des dispositions mentionnées aux articles 7.4 et 11.3 de la présente annexe.

Lorsque le point de livraison du client est raccordé au RPD en HTA :

- Enedis s'engage à ne pas dépasser un seuil de nombre de coupures, hors travaux. Ce seuil est défini par zone d'alimentation selon une règle précisée dans les dispositions générales relatives à l'accès et l'utilisation du RPD en HTA ;
- le client peut, s'il en fait la demande, substituer à l'engagement standard un engagement personnalisé sur le nombre de coupures, conformément aux modalités définies dans les dispositions générales d'accès et d'utilisation du RPD en HTA ; le catalogue des prestations d'Enedis en précise les modalités, notamment financières ;
- Enedis s'engage à ne pas causer plus de deux coupures pour travaux par année civile, et à ce que la durée de chaque coupure soit inférieure à 4 heures ;

Lorsque le point de livraison du client est raccordé au RPD en basse tension, la durée d'une coupure pour travaux peut exceptionnellement atteindre dix heures, mais ne peut en aucun cas les dépasser.

Enedis informe également le client résidentiel sur les précautions élémentaires à mettre en œuvre pour se prémunir des conséquences d'une coupure d'électricité sur son site internet à la page <http://www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite>.

Enedis met également à disposition du client un numéro d'appel dépannage ; si le client dispose d'un Contrat Unique, son Fournisseur est tenu de mentionner ce numéro sur les factures que le Fournisseur adresse au client, en précisant qu'il s'agit des coordonnées d'Enedis.

7.2 Mécanisme de pénalité pour les coupures longues :

Enedis verse automatiquement, au bénéfice du client concerné, le cas échéant via son Fournisseur, une pénalité pour toute coupure longue d'une durée supérieure à celle fixée par la délibération de la CRE en vigueur relative aux tarifs d'utilisation du RPD.

Le montant et des conditions d'application de cette pénalité sont définis conformément aux dispositions de la délibération de la CRE en vigueur relative aux tarifs d'utilisation du RPD.

Cette pénalité s'applique sans préjudice d'une éventuelle indemnisation du client au titre de la responsabilité civile de droit commun d'Enedis.

7.3 Engagement d'Enedis en matière de qualité :

Enedis s'engage à livrer au client une électricité d'une qualité régulière, définie et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique, sous réserve des dispositions mentionnées aux articles 7.4 et 11.3 de la présente annexe.

Les engagements d'Enedis pour les points de livraison raccordés au RPD en HTA portent sur les fluctuations lentes, les variations rapides, les déséquilibres de la tension et la fréquence de tension.

- Ils sont définis dans les dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD HTA pour les clients en Contrat Unique (annexe 1 du contrat GRD-F) et dans les clauses des contrats CARD HTA pour les clients en contrat CARD.
- Enedis ne prend aucun engagement standard sur les microcoupures ni sur les creux de tension.
- Seuls les creux de tension peuvent donner lieu à un engagement personnalisé, conformément aux règles définies dans les contrats d'accès au RDP et aux modalités notamment financières définies dans le catalogue des prestations d'Enedis.

Les engagements d'Enedis pour les points de livraison raccordés au RPD en basse tension portent sur la tension contractuelle en termes de plage de variation autour de la tension nominale et de fréquence :

- La tension nominale est de 230 V en courant monophasé et de 400 V en courant triphasé. Enedis maintient la tension de fourniture au point de livraison à l'intérieur d'une plage de variation fixée conformément aux articles D322-9 et 10 du code de l'énergie : entre 207 V et 253 V en courant monophasé, et entre 360 V et 440 V en courant triphasé.
- La valeur nominale de la fréquence de la tension est de 50 Hertz. Les conditions de mesure de ces caractéristiques sont celles de la norme NF EN 50160, disponible auprès de l'AFNOR.

7.4 Limites aux engagements continuité et qualité d'Enedis :

Les engagements d'Enedis en matière de continuité et de qualité de l'onde électrique, décrits aux paragraphes 7.1 et 7.3 de la présente annexe, ne sont pas applicables dans les cas relevant de la force majeure tels que décrits au paragraphe 9.3 de la présente annexe et dans les cas énoncés ci-après :

- circonstances insurmontables liées à des phénomènes atmosphériques ;
- lorsque des interventions programmées sur le RPD sont nécessaires, étant rappelé que :
 - si le point de livraison du client est raccordé en basse tension, la durée d'une coupure pour travaux peut exceptionnellement atteindre dix heures, mais ne peut les dépasser ;
 - si le point de livraison du client est raccordé en HTA, Enedis s'engage à ne pas causer plus de deux coupures pour travaux par année civile, et à ce que la durée de chaque coupure soit inférieure à 4 heures ;
- dans les cas cités aux articles 7.5 et 7.6 ci-après ;
- lorsque la continuité d'alimentation en électricité est interrompue, sans faute de la part d'Enedis du fait imprévisible et irrésistible d'un tiers ;
- lorsque la qualité de l'électricité acheminée pour des usages professionnels subit des défauts dus au fait imprévisible et irrésistible d'un tiers, sans faute de la part d'Enedis ;

7.5 Suspension de l'accès au RPD à l'initiative d'Enedis :

Enedis peut interrompre ou refuser l'accès au RPD dans les cas suivants :

- injonction émanant de l'autorité compétente en matière d'urbanisme ou de police en cas de trouble à l'ordre public ;
- non-justification de la conformité de l'installation intérieure du client à la réglementation et aux normes applicables ;
- danger grave et immédiat porté à la connaissance d'Enedis ;
- modification, dégradation ou destruction volontaire des ouvrages et comptages exploités par Enedis, quelle qu'en soit la cause ;
- trouble causé par le client ou par ses installations et appareillages, affectant l'exploitation ou la distribution d'électricité ;
- usage illicite ou frauduleux de l'électricité, dûment constaté par Enedis ;
- refus du client de laisser Enedis accéder, pour vérification, entretien ou relevé, à ses installations électriques et en particulier au local de comptage ;
- refus du client, alors que des éléments de ses installations électriques, y compris le dispositif de comptage, sont défectueux, de procéder à leur réparation ou à leur remplacement ;
- absence de Contrat Unique ou de CARD ;
- résiliation de l'accès au RPD à la demande du Fournisseur, si le client dispose d'un Contrat Unique ;
- non-paiement par le client des sommes dues à Enedis, si le client dispose d'un contrat CARD ;
- absence de rattachement à un périmètre de responsable d'équilibre, pour un client en contrat CARD ;
- raccordement non autorisé d'un tiers à l'installation intérieure du client.

La suspension par Enedis du contrat d'accès au RPD pour des impératifs de sécurité peut intervenir sans délai. Dans les autres cas, les délais et les modalités de la suspension sont ceux des articles des contrats d'accès au RPD sur la base desquels il est procédé à ladite suspension ; à défaut de telles dispositions, la suspension prend effet dix jours calendaires après l'envoi par Enedis d'une lettre recommandée avec accusé de réception, avec copie au Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique.

Enedis doit à nouveau permettre sans délai l'accès au RPD dès que les motifs ayant conduit à la suspension ont pris fin.

7.6 Suspension de l'accès au RPD à l'initiative du Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique :

Lorsque le client en Contrat Unique n'a pas réglé les sommes dues au titre de son Contrat Unique ou en cas de manquement contractuel selon les clauses de ce contrat, le Fournisseur a la faculté, dans le respect de la réglementation en vigueur et au catalogue des prestations :

- de demander à Enedis de suspendre l'accès au réseau du client ;
- ou de demander à Enedis de limiter la puissance du client lorsqu'elle est inférieure ou égale à 36 kVA pour les clients résidentiels ou pour les clients professionnels lorsque le client dispose d'un compteur communicant.

8. Responsable d'équilibre

En application de l'article L 321-15 du code de l'énergie et afin de garantir l'équilibre général du RPD, en compensant les écarts éventuels entre les injections et les consommations effectives des différents utilisateurs

du RPD, RTE a mis en place un mécanisme contractuel de responsable d'équilibre décrit dans la section 2 des Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre accessibles via le site internet <http://clients.rte-france.com/>. Ce mécanisme concerne l'ensemble des consommateurs et producteurs d'électricité, qu'ils soient raccordés au RPT ou au RPD.

Pour ce faire, RTE doit être informé de la quantité des productions injectées et des consommations soutirées au RPD mesurées conformément aux dispositions des conditions générales des contrats d'accès au RPD d'une part, et d'autre part, des fournitures déclarées échangées entre Périmètres d'Equilibre au sens des Règles précitées.

Pour l'exécution de leurs missions respectives, Enedis et RTE s'échangent, dans le cadre de l'article R111-29 du code de l'énergie des informations relatives aux périmètres des responsables d'équilibre et aux quantités d'énergie déclarées et mesurées.

Le Fournisseur du client en Contrat Unique procède aux formalités relatives au Responsable d'équilibre pour le compte de son client en Contrat Unique :

- le ou les points de livraison définis dans le Contrat Unique concerné sont rattachés au périmètre RPD du périmètre du responsable d'équilibre, désigné par le Fournisseur dans le contrat GRD-F conclu avec Enedis ;
- la date d'entrée et la date de sortie d'un point de livraison du périmètre du Responsable d'Equilibre désigné par le Fournisseur correspondent respectivement à la date d'effet du Contrat Unique et à la date de fin du Contrat Unique concerné.

Le client en contrat CARD procède lui-même aux formalités requises relatives au responsable d'équilibre :

- le responsable d'équilibre désigné par le client est mentionné dans les conditions particulières de son contrat CARD ;
- le client communique à Enedis la copie de l'accord de rattachement dûment signé par le responsable d'équilibre et le client.

9. Responsabilités

9.1 Responsabilité d'Enedis vis-à-vis du client

Enedis est seule responsable des dommages directs et certains causés au client en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge vis-à-vis du client, aux termes des clauses des contrats d'accès au RPD.

Le client dispose d'un droit contractuel direct à l'encontre d'Enedis pour les engagements d'Enedis vis-à-vis du client contenus dans :

- le contrat GRD-F, lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, et notamment ses dispositions générales d'accès et d'utilisation du RPD (annexes 1 à 3 et 1bis et 2 bis du contrat GRD-F) ;
- le contrat CARD, lorsque le client dispose d'un CARD.

Lorsqu'Enedis est reconnue responsable vis-à-vis du client, elle est tenu de réparer pécuniairement l'ensemble des dommages directs et certains causés au client.

Dans les cas où Enedis est reconnue responsable et a indemnisé le client pour les dommages subis, l'incident (coupure ou défaut de qualité) ne sera pas comptabilisé ultérieurement pour vérifier le respect des engagements d'Enedis.

9.2 Responsabilité du client vis-à-vis d'Enedis

Le client est responsable des dommages directs et certains causés à Enedis, notamment en cas de non-respect des obligations mises à sa charge au titre du contrat d'accès au RPD. Cette responsabilité est toutefois susceptible d'être atténuée si le client apporte la preuve d'une faute ou d'une négligence d'Enedis.

En cas de préjudice subi par Enedis, celle-ci engage toute procédure amiable ou tout recours juridictionnel contre le client à l'origine de ce préjudice. Si le client est en Contrat Unique, Enedis en informe le Fournisseur.

Le Fournisseur d'un client en Contrat Unique est tenu de communiquer à Enedis sur simple demande, le Contrat Unique conclu avec le Client. Il se réserve toutefois le droit de masquer les dispositions du Contrat Unique ne concernant pas l'accès au RPD. Le Fournisseur ne peut être tenu pour responsable de la mauvaise exécution ou de la non-exécution par le client de ses obligations, sauf si par sa faute, le Fournisseur y a contribué.

9.3 Régime perturbé et force majeure

Un événement de force majeure désigne tout événement irrésistible, imprévisible et extérieur, rendant impossible l'exécution de tout ou partie des obligations mentionnées dans le contrat d'accès au RPD du client.

En outre, en application de l'article D322-1 du code de l'énergie et de l'article 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'Energie, conformément à l'article L 122-1 du code de l'énergie. Le différend doit alors faire l'objet d'une réclamation écrite préalable du client au Fournisseur avec lequel il a souscrit son Contrat Unique ou à Enedis, s'il n'a pas permis de régler ce litige dans un délai de deux mois à compter de la réception de cette réclamation, conformément à l'article R122-1 du code de l'énergie.

Le client peut également soumettre le différend devant la juridiction compétente ou au Comité de Règlement des Différends et des Sanctions (CoRDIS) de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE).

12. Assurances

Il est recommandé au client de disposer d'une assurance de dommages pour ses propres biens et de responsabilité civile pour couvrir les dommages que lui-même ou son installation est susceptible de causer au RPD.

13. Evolution du présent document et des modèles de contrats d'accès au RPD

Les évolutions du présent document feront l'objet d'une information à la FNCCR par Enedis. Les nouvelles conditions seront alors applicables et se substitueront aux présentes.

Enedis s'engage en outre à publier toute nouvelle version des modèles de contrats d'accès au RPD, sur son site internet : www.enedis.fr .



Contrat de Concession
pour le service public de la distribution
et de la fourniture d'**électricité**
aux tarifs réglementés de vente dans la Manche.