COMITE SYNDICAL

Jeudi 15 décembre 2022

14h00

SALLE NORMANDIE - CCI DE CAEN NORMANDIE/ST CONTEST

Convocation envoyée et affichée le 9 décembre 2022

ORDRE DU JOUR
ET
NOTE DE SYNTHESE EXPLICATIVE

Approbation du procès-verbal du Comité Syndical du 6 octobre 2022 ***(Annexe A p 28)***

A – Rapport de la Présidente ..... p 3

A-1. Accueil des 5 nouveaux représentants au Comité Syndical ..... p 3
A-2. Compte-rendu des décisions de la Présidente en vertu des délégations du Comité Syndical ..... p 3
A-3. Adhésions et transferts de compétences ..... p 4
A-4. Agenda du Comité Syndical ..... p 5

B – Instances ..... p 6

B-1. Mise à jour de la composition des commissions consultatives (CCTE et CCSPL) ..... p 6
B-2. Election d'un représentant du collège de la Communauté Urbaine au Bureau Syndical ..... p 7

C – Finances ..... p 9

C-1. Budget Principal et budget annexe « Mobilité » - Décisions Modificatives ..... p 9
C-2. Ouverture des crédits d'investissement avant les votes des 3 budgets primitifs 2023 ..... p 11
C-3. Attribution d'une subvention d'équilibre 2022 pour le budget annexe « MD » ..... p 13
C-4. Financement des participations des membres aux travaux par fonds de concours ..... p 14

D – Gaz ..... p 14

D-1. Avenant n°20 : évolution du périmètre du contrat historique ..... p 14

E – Electricité ..... p 15

E-1. Avenant n°4 au Cahier des charges – Schéma directeur des investissements et PPI 2023/2026 p 15
E-2. Renouvellement de 10 conventions associées ..... p 20

F – Transition Energétique ..... p 26

F-1. Lauréats du 1er appel à projets PROGRES (financement de travaux de rénovation énergétique) ..... p 26

QUESTIONS DIVERSES

Les membres du Comité Syndical souhaitant évoquer un point particulier devant l'assemblée en aviseront, préalablement, la Présidente, par mail ou courrier postal, parvenu 48 heures au moins avant la réunion.

Annexe A :	*Procès-Verbal du Comité Syndical du 6 octobre 2022*	*p 28*
Annexe B :	*Liste des représentants à la Commission Consultative pour la Transition Energétique*	*P 41*
Annexe C :	*Liste des représentants de la CU Caen la mer éligibles au Bureau Syndical*	*p 43*
Annexe D :	*Liste des demandes de financement par fonds de concours*	*p 45*
Annexe E :	*Avenant n°20 au contrat historique GRDF*	*p 49*
Annexe F :	*Avenant n°4 au cahier des charges de la concession électricité*	*p 54*
Annexe G :	*Convention – Article 8*	*p 86*
Annexe H :	*Convention – PCT*	*p 90*
Annexe I :	*Convention – Contrôle*	*p 93*
Annexe J :	*Convention – Terme I*	*p 111*
Annexe K :	*Convention – Cartographie moyenne échelle*	*p 118*
Annexe L :	*Convention – Convention de VRG (Valorisation des Remises Gratuites des ouvrages)*	*p 127*
Annexe M :	*Convention – Convention d'échanges dans le cadre des travaux réalisés par le SDEC ÉNERGIE*	*p 132*
Annexe N :	*Convention – Convention « eplan »*	*p 137*
Annexe O :	*Convention – TST - Travaux sous tension*	*p 142*
Annexe P :	*Convention – Zone de Qualité Prioritaire*	*p 146*

A- RAPPORT DE LA PRESIDENTE

A-1. Accueil des 5 nouveaux représentants au Comité Syndical

Du 5 au 18 octobre dernier, se sont tenues les Commissions Locales d'Energies qui ont, notamment, permis l'élection de 5 nouveaux représentants au Comité Syndical en remplacement de membres démissionnaires.

Ont ainsi été élus :

- Monsieur DUJARDIN Fabrice, délégué de Mézidon-Vallée-d'Auge (LISIEUX NORMANDIE),
- Monsieur MOREL Jean-François, délégué de Beuvron-en-Auge (NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE),
- Monsieur RIOU Corentin, délégué de Pont-L'Evêque (TERRE D'AUGE),
- Monsieur SAGET Thierry, délégué de Courseulles-sur-Mer (CŒUR DE NACRE)
- Madame TANQUEREL Lucie, déléguée de Vaux-sur-Aure (BAYEUX INTERCOM).

Ces nouveaux représentants au Comité Syndical seront présentés en séance.

A-2. Compte-rendu des décisions de la Présidente en vertu des délégations du Comité Syndical

En vertu de l'article L 5211-10 du Code Général des Collectivités Territoriales et par délibération en date du 16 juin 2022, le Comité Syndical a délégué au Bureau Syndical et à la Présidente certaines de ses attributions.

La Présidente rendra compte des décisions prises depuis le Comité Syndical du 6 octobre 2022, dans le cadre de ses délégations, à savoir :

<table>
<tr><th colspan="4">OBJET</th></tr>
<tr><td rowspan="11">Transition énergétique</td><td colspan="3">Partenariat CPIE – Sensibilisation des publics sur la biodiversité nocturne et les nuisances lumineuses</td></tr>
<tr><td colspan="3">Charte d'engagement ECOWATT</td></tr>
<tr><td colspan="3">Aide financière dans le cadre de la convention « PACTE – CDC Vallées de l'Orne et de l'Odon » pour la réalisation du gisement potentiel des énergies renouvelables du type éolien et solaire à l'échelle du territoire</td></tr>
<tr><td colspan="2">CCTE</td><td>Convention avec ENEDIS et la Fédération des CUMA Normandie Ouest</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Conseil en Energie Partagé</td><td>Niveau 1</td><td>Adhésion pour le suivi des consommations et dépenses d'énergies de leurs bâtiments, des communes de Beuvron-en-Auge (annule et remplace les dispositions de la décision n° 2022-DEC-35), Bonneville-la-Louvet, Fourneville et Malherbe-sur-Ajon</td></tr>
<tr><td>Niveau 2</td><td>Adhésion de la commune de Bonneville-la-Louvet, Fourneville, Saint-Pierre-des-Ifs et Malherbe-sur-Ajon</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="4">Maison de l'Energie</td><td>Convention de partenariat avec l'association « Les Petits Débrouillards Grand Ouest » pour l'animation des ateliers pédagogiques de la Maison de l'Energie – année 2023</td></tr>
<tr><td>Convention de partenariat avec le CPIE pour des animations pédagogiques – « Escape game – Mission énergie " de la Maison de l'Energie - année 2023</td></tr>
<tr><td>Convention de partenariat avec l'association "La Marette" pour des animations pédagogiques de l'Escape game – Mission énergie de la Maison de l'Energie - année 2023</td></tr>
<tr><td>Convention de partenariat pour le prêt de l'exposition nomade "2050" - Bayeux Intercom</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="2">Compétence Contribution à la Transition Energétique</td><td>Validation du financement du plan d'actions 2023 de la commune de Livarot-Pays-d'Auge</td></tr>
<tr><td>Report du délai maximum de réalisation du plan d'actions 2022 de la commune de Bavent</td></tr>
</table>

Mobilités bas carbone	Aides financières Pour l'acquisition de cycles ou véhicules électriques	Commune de Mézidon Vallée d'Auge (2 cycles)
		Communauté de Communes du Pays de Honfleur Beuzeville (2 véhicules)
		Commune de Saint-Laurent-sur-Mer (1 véhicule)
Solidarité	Convention de partenariat Fonds de solidarité avec le Conseil Départemental du Calvados - Année 2022	

A-3. Adhésions et transferts de compétences

➢ Adhésion de Colombelles

Pour rappel, le Comité Syndical du 16 juin dernier a délibéré en faveur de l'adhésion de la commune de Colombelles au Syndicat et le transfert de sa compétence « Eclairage Public » (1 500 foyers) avec les prestations optionnelles suivantes :

- 100 % lumière (renouvellement immédiat des appareils hors service),
- Visite au sol, à raison d'une visite par an et par foyer,
- Vérification, pose, dépose d'installations d'illuminations festives.

Conformément aux dispositions de l'article L 5211-18 du Code Général des Collectivités Territoriales, et après notification adressée à chacun des membres du syndicat, ces derniers disposaient de la faculté de s'exprimer sur cette demande jusqu'au 30 novembre 2022.

La majorité qualifiée est atteinte par délibération favorable ou absence de délibération des deux tiers des membres représentant la moitié de la population totale du syndicat ou par celle de la moitié des membres représentant les deux tiers de la population totale.

A noter que, dans le cadre d'une adhésion, toute absence de délibération vaut avis favorable.

La majorité qualifiée a été atteinte dès la fin du mois d'octobre par les délibérations favorables reçues. Le Préfet du Calvados peut maintenant publier son arrêté. La commune intégrera donc le SDEC ÉNERGIE à compter du 1er janvier 2023.

➢ Adhésion de Mondeville

Après la Communauté de communes Bayeux Intercom et la commune de Colombelles, c'est au tour de la commune de Mondeville de solliciter son adhésion au SDEC ÉNERGIE pour le transfert de sa compétence « Eclairage Public ».

Celle-ci a, en effet, délibéré en ce sens le 16 novembre dernier.

Cette demande d'adhésion sera soumise à l'approbation du Comité Syndical. Les collectivités membres du SDEC ÉNERGIE devront ensuite se prononcer dans un délai de 3 mois, à compter de la réception de la délibération du Syndicat.

Le Préfet pourra, une fois la majorité qualifiée requise obtenue (2/3 des membres représentant 1/2 de la population totale ou 1/2 des membres représentant 2/3 de la population), publier un arrêté actant définitivement cette adhésion et ce transfert de compétence.

Pour rappel, dans le cas d'une adhésion, l'absence de délibération d'une collectivité vaut avis favorable.

➔ ***Il appartiendra au Comité Syndical d'accepter cette nouvelle demande d'adhésion et de transfert de compétence.***

➢ Transferts de compétences

Depuis le Comité Syndical du 6 octobre 2022, le Bureau Syndical, lors de ses séances des 4 novembre et 2 décembre 2022 a acté les nouveaux transferts de compétences sollicités.

Mme Catherine GOURNEY-LECONTE a été chargée de les mettre en œuvre, tant sur les aspects patrimoniaux, financiers et techniques que pour tous les contrats qui y sont attachés. Il s'agit des transferts suivants :

GAZ	PENNEDEPIE
	HOULGATE
ECLAIRAGE PUBLIC	ARGANCHY
SIGNALISATION LUMINEUSE	SAINT-MARTIN-AUX-CHARTRAINS
INFRASTRUCTURES DE RECHARGE POUR VEHICULES ELECTRIQUES OU HYBRIDES RECHAGEABLES (IRVE)	AVENAY
	BANVILLE
	CERNAY
	COMMES
	FONTENAY-LE-MARMION
	GONNEVILLE-SUR-HONFLEUR
	MONDRAINVILLE
	SAINT-HYMER
ENERGIES RENOUVELABLES	SOULEUVRE-EN-BOCAGE

Au vu de l'ensemble de ces décisions, l'état actuel des 525 collectivités adhérentes au SDEC ÉNERGIE, par compétence transférée, est le suivant :

Electricité	Eclairage public	Signalisation lumineuse
480 communes 1 intercommunalité	451 communes 9 intercommunalités	46 communes

Gaz	Infrastructures de charges pour véhicules électriques	Energies Renouvelables
111 communes 1 intercommunalité	172 communes 1 intercommunalité	25 communes 3 intercommunalités

Contribution à la Transition Energétique	Réseaux publics de chaleur et/ou de froid
6 communes	1 commune

A-4. Agenda du Comité Syndical

Dans un souci permanent de garantir l'atteinte du quorum lors des réunions du Comité Syndical, permettant la continuité des activités du syndicat et des services rendus aux usagers, les dates des prochains Comités Syndicaux du 1er semestre 2023 seront rappelées en séance :

- **Jeudi 9 février 2023** - 14h00 – CCI Caen Normandie - St Contest,
- **Jeudi 30 mars 2023** - 14h00 – CCI Caen Normandie - St Contest,
- **Jeudi 29 juin 2023** - 14h00 – CCI Caen Normandie - St Contest.

B - INSTANCES

B-1. Mise à jour de la composition des commissions consultatives (CCTE et CCSPL)

➢ Commission Consultative pour la Transition Energétique (CCTE)

Pour rappel, la Commission Consultative paritaire pour la Transition Energétique a été mise en place par décision du Comité Syndical du 17 décembre 2015, conformément aux dispositions de l'article 198 de la loi de Transition Energétique pour une croissance verte.

En application de l'article 2 de son règlement intérieur, la commission consultative est composée de deux collèges constitués chacun à parité de représentants :

- du SDEC ÉNERGIE,
- des Etablissements Publics de Coopération Intercommunale (EPCI) à fiscalité propre (FP), inclus en tout ou partie dans le périmètre de la concession d'électricité du SDEC ÉNERGIE.

Le collège des EPCI à FP est constitué de 2 représentants désignés par chacun des EPCI à FP, soit un total de 32 membres. A l'occasion du renouvellement des instances des différentes communautés de communes du département, chacune d'entre elles a ainsi communiqué au Syndicat les noms de leurs deux représentants.

Le nombre de représentants désignés par le SDEC ÉNERGIE est équivalent au nombre total de représentants des EPCI à FP, soit 32 membres.

Depuis le Comité Syndical du 17 décembre 2020 ayant acté la composition de cette commission, suite au renouvellement général des mandats, le SDEC ÉNERGIE a enregistré :

- la démission de Monsieur Bertil SMORGRAV, représentant du territoire de Normandie Cabourg Pays-d'Auge pour le collège du SDEC ÉNERGIE,
- le remplacement de Monsieur Michel LE MAZIER, représentant du territoire de Pré Bocage Intercom pour le collège des EPCI à fiscalité propre, par Monsieur Bruno DELAMARRE,
- le décès de Monsieur Pierre BOUBARNE, représentant du territoire de Pré Bocage Intercom pour le collège des EPCI à fiscalité propre, et son remplacement par Monsieur Thierry DE KONNINCK.

La Commission Locale d'Energie de Normandie Cabourg Pays-d'Auge ayant procédé à l'élection de son remplaçant au sein du Comité Syndical en octobre dernier, permettant à ce collège d'être de nouveau au complet, le Comité Syndical pourra prendre acte de la mise à jour de :

- la liste des 32 élus représentants le collège du SDEC ÉNERGIE au sein de la Commission Consultative Paritaire pour la Transition Energétique ;
- la liste des 32 élus représentants le collège des EPCI à FP au sein de la Commission Consultative Paritaire pour la Transition Energétique.

Ces listes, mises à jour, sont jointes en ***annexe B p 41***.

➔ *Il appartiendra au Comité Syndical de prendre acte de ces mises à jour.*

➢ Commission Consultative des Services Publics Locaux (CCSPL)

Pour rappel, la CCSPL (Commission Consultative des Services Publics Locaux) est une instance destinée à favoriser l'information et l'expression des citoyens sur la gestion des services publics locaux.

Elle est réglementairement constituée et consultée pour émettre un avis sur le principe de délégation de service public et pour examiner tous les ans les bilans d'activité des délégataires (art. L.1413-1 du CGCT).

Outre la Présidente du SDEC ÉNERGIE, sa Présidente, la commission comprend des membres de l'assemblée délibérante et des représentants d'associations locales, nommés par l'assemblée délibérante.

Suite au renouvellement général des mandats de 2020, le Comité Syndical du 13 octobre 2020 a ainsi nommé ses représentants à la CCSPL et installé les représentants proposés par les associations locales.

Considérant la démission de Messieurs Jean-Marie BERNARD et Thierry SAVARY, respectivement représentants titulaire et suppléant de la Chambre de Métiers et de l'Artisanat Normandie, il sera proposé d'acter leur remplacement par MM. Bruno CHOIX et Laurent CHERON, et de valider la composition de la CCSPL comme suit :

Représentants titulaires du SDEC ÉNERGIE
M. Philippe LAGALLE
M. Cédric POISSON
M. Jean-Luc GUILLOUARD
Mme Anne-Marie BAREAU
M. Rémi BOUGAULT

Représentants suppléants du SDEC ÉNERGIE
M. Patrice GERMAIN
Mme Nadine LAMBINET-PELLE
Mme Catherine FLEURY
M. Denis CHÉRON

Associations locales	Membres Titulaires	Membres Suppléants
Union départementale de la CLCV du Calvados	M. Pierre VILAIN	M. Moïse RENIER
Fédération départementale Familles Rurales du Calvados	M. Jean-Louis LHOTELLIER	M. Benoit PÉPIN
Union Fédérale des consommateurs « Que Choisir »	M. Jean DUMORTIER	
Groupement Régional des Associations de protection de l'Environnement	M. Michel HORN	M. Brahim BOUFROU
Chambre d'Agriculture du Calvados	M. Xavier HAY	
Chambre de Métiers et de l'Artisanat Interdépartementale Calvados - Orne	M. Bruno CHOIX	M. Laurent CHERON
CCI Caen Normandie	Mme Frédérique BLONDEL	

➔ *Il appartiendra au Comité Syndical de valider la nouvelle composition de la CCSPL.*

B-2. Election d'un représentant du collège de la Communauté Urbaine au Bureau Syndical

Madame la Présidente a acté la démission de Monsieur Patrick JEANNENEZ, représentant de la Communauté Urbaine de Caen la mer, au Bureau Syndical à compter du 5 décembre dernier.

Conformément à la délibération du Comité Syndical du 24 septembre 2020, qui fixe le nombre de membres du Bureau Syndical à 16, un poste de membre du Bureau Syndical est donc actuellement vacant.

Conformément à l'article 6.2 des statuts du SDEC ÉNERGIE qui précise que les membres du Bureau Syndical sont élus de façon à ce que la Communauté Urbaine dispose d'au moins 4 représentants, il y a nécessité d'organiser des élections partielles pour le remplacement de Monsieur Patrick JEANNENEZ ; seuls Messieurs Marc LECERF, Franck GUÉGUÉNIAT et Romain BAIL représentant actuellement la Communauté Urbaine.

Ainsi, il sera proposé, de procéder à l'élection au Comité Syndical d'un nouveau membre au Bureau Syndical pour représenter la Communauté Urbaine Caen la mer (tous les représentants du Comité Syndical participent au vote).

Pour rappel, la fonction de membre du Bureau Syndical requiert de la disponibilité pour :

- participer chaque année :
  - aux 5 Comités syndicaux,
  - aux 9 Bureaux syndicaux (réunion de 3 heures environ chacune le vendredi matin toutes les 5 à 6 semaines),
  - aux travaux des commissions internes (réunions de 2 heures chacune toutes les 4 à 6 semaines) à raison de deux commissions par membre du Bureau,
  - aux Commissions Locales d'Energie de son secteur (1 ou 2 réunions annuelles),
- représenter à la demande de la Présidente, le SDEC ÉNERGIE aux différentes manifestations que le syndicat organise sur le périmètre de sa Commission locale, ou auxquelles il est invité.

A titre informatif, il est rappelé que Monsieur Patrick JEANNENEZ était membre de la commission « Travaux sur les réseaux publics d'électricité ».

Il était également titulaire de la Commission départementale d'intégration des ouvrages dans l'environnement et avait été élu membre suppléant de la Commission d'Appel d'Offres.

➢ *Candidatures :*

Seuls les candidats issus du collège de la Communauté Urbaine (***annexe C p 43***) peuvent faire acte de candidature par tout moyen écrit, adressé au syndicat (direction@sdec-energie.fr ou Esplanade Brillaud de Laujardière – CS 75046 – 14077 CAEN CEDEX 5) lui permettant de disposer de l'information **avant le 15 décembre 2022**, ou exprimé en cours de réunion du Comité Syndical.

Pour rappel, il n'y a pas d'obligation de déclaration préalable de candidature.

Les candidatures seront indiquées sur écran, qu'elles aient été présentées préalablement par écrit ou qu'elles soient exprimées en cours de réunion, et chaque candidat sera invité à présenter ses motivations aux élus du Comité Syndical.

➢ *Conditions d'éligibilité :*

Concernant les conditions d'éligibilité des candidats :

- L'éligibilité est soumise à une condition d'âge (18 ans minimum) et d'inscription sur la liste électorale ou au rôle des contributions directes d'une commune (article L.228 du Code électoral) ;
- Au titre de l'article 432-12 du Code pénal : « le fait, par une personne investie d'un mandat électif public, de prendre, recevoir ou conserver, directement ou indirectement, un intérêt quelconque dans une entreprise ou dans une opération dont elle a, au moment de l'acte, en tout ou partie, la charge d'assurer la surveillance, l'administration, la liquidation ou le paiement, est puni de 5 ans d'emprisonnement et de 500 000 euros d'amende ».
- Il en résulte que, si des personnes en poste dans des structures placées sous la surveillance du syndicat ou prestataires de celui-ci souhaitent se porter candidates à un mandat au sein des instances délibérantes du syndicat, il conviendra de veiller à ce que ces personnes ne se trouvent pas en situation de cumuler ensuite la « conservation d'un intérêt » dans l'entreprise et des attributions exécutives au sein du syndicat.

  L'article L 2131-11 du CGCT précise : « *Sont illégales les délibérations auxquelles ont pris part un ou plusieurs membres du comité intéressés à l'affaire qui en fait l'objet, soit en leur nom personnel, soit comme mandataires.* ».

➢ *Modalités de vote :*

L'ensemble des représentants présents au Comité Syndical sera invité à voter, avec ou sans pouvoir, pour élire le représentant manquant du collège de la Communauté Urbaine.

Un représentant au Comité Syndical, empêché d'assister à ce vote, peut donner à un autre représentant élu au Comité Syndical de son choix, pouvoir écrit et signé de voter en son nom (la seule communication par mail ou via Oxyad ne suffisant pas).

Pour rappel, les membres du Bureau Syndical sont élus au scrutin secret, uninominal, suivant les règles fixées par le CGCT. Si après deux tours de scrutin, le candidat n'a pas obtenu la majorité absolue, il est procédé à un troisième tour et l'élection a lieu à la majorité relative. En cas d'égalité de suffrages, le plus âgé des candidats sera déclaré élu.

La majorité requise pour être élu, s'apprécie en fonction du nombre de suffrages exprimés et non par rapport à l'effectif global du Comité Syndical.

Afin d'organiser au mieux ces élections, et conformément à l'article 17 du règlement intérieur des assemblées du Syndicat, chaque représentant du Comité Syndical se verra remettre à l'accueil un boîtier de vote électronique QUIZZBOX, garantissant le cryptage des votes.

C - FINANCES

C-1. Budget Principal et budget annexe « Mobilité » - Décisions Modificatives

o Budget principal 2022 :

❖ Décision modificative n°1

Il sera proposé, au vote du Comité Syndical, une 1ère décision modificative du budget principal primitif 2022 pour tenir compte d'une insuffisance de crédits pour les dépenses d'investissements pour l'article 13182, qui porte sur le remboursement de tiers privés dans le cadre de travaux de raccordement.

Cette décision modificative n°1 modifie les inscriptions comptables comme suit :

Section	Intitulé	Chapitre	Article	Montant de l'article avant ajustement	Montant de l'ajustement	Montant de l'article après ajustement
Investissement	Dépense	23	2315	26 862 638.15€	-25 000€	26 837 638,15€
Investissement	Dépense	13	13182	5 000€	+25 000€	30 000€

➔ ***Il appartiendra au Comité Syndical d'accepter cette 1ère proposition de décision modificative du budget principal primitif 2022.***

❖ **Décision modificative n°2**

Il sera proposé, au vote du Comité Syndical, une 2ème décision modificative du budget principal primitif 2022 pour tenir compte d'une insuffisance de crédits pour les dépenses d'investissements pour l'article 4581621, qui concerne le financement des travaux de génie civil (engagés en 2021), dans le cadre d'effacement de réseaux, pour le compte d'une collectivité sans transfert de compétences au SDEC ÉNERGIE.

Cette décision modificative n°2 modifie les inscriptions comptables comme suit :

Section	Intitulé	Chapitre	Article	Montant de l'article avant ajustement	Montant de l'ajustement	Montant de l'article après ajustement
Investissement	Dépense	23	2315	26 837 638,15€	-300 000€	26 537 638,15€
Investissement	Dépense	4581	4581621	347 728,52€	+300 000€	647 728,52€

➔ *Il appartiendra au Comité Syndical d'accepter cette 2ème proposition de décision modificative du budget principal primitif 2022.*

❖ **Décision modificative n°3**

Il sera proposé, au vote du Comité Syndical, une 3ème décision modificative du budget principal primitif 2022 pour tenir compte d'une insuffisance de crédits pour les dépenses d'investissements pour l'article 4581622, qui concerne le financement des travaux de génie civil (engagés en 2022), dans le cadre d'effacement de réseaux, pour le compte d'une collectivité sans transfert de compétences au SDEC ÉNERGIE.

Cette décision modificative n°3 modifie les inscriptions comptables comme suit :

Section	Intitulé	Chapitre	Article	Montant de l'article avant ajustement	Montant de l'ajustement	Montant de l'article après ajustement
Investissement	Dépense	23	2315	26 537 638,15€	-300 000€	26 237 638,15€
Investissement	Dépense	4581	4581622	100 000€	+300 000€	400 000€

➔ *Il appartiendra au Comité Syndical d'accepter cette 3ème proposition de décision modificative du budget principal primitif 2022.*

○ <u>Budget annexe « Mobilité Durable » 2022</u> :

❖ **Décision modificative n°1**

Il sera proposé, au vote du Comité Syndical, une 1ère décision modificative du budget annexe primitif « Mobilité Durable » 2022 pour tenir compte d'une insuffisance de crédits pour les dépenses de fonctionnement pour l'article 61561, qui porte sur les frais de maintenance des IRVE supérieurs aux prévisions en raison d'une forte

Cette décision modificative n°1 modifie les inscriptions comptables comme suit :

Section	Intitulé	Chapitre	Article	Montant de l'article avant ajustement	Montant de l'ajustement	Montant de l'article après ajustement
Fonctionnement	Recette	70	707	390 000 €	+50 000 €	440 000 €
Fonctionnement	Dépense	011	61561	140 000 €	+50 000 €	190 000 €

➔ *Il appartiendra au Comité Syndical d'accepter cette 1ère proposition de décision modificative du budget annexe primitif « Mobilité Durable » 2022.*

❖ **Décision modificative n°2**

Il sera proposé, au vote du Comité Syndical, une 2ème décision modificative du budget annexe primitif « Mobilité Durable » 2022 pour tenir compte d'une insuffisance de crédits pour les dépenses d'investissement pour l'article 2031, qui concerne les frais d'étude du prestataire retenu pour l'élaboration du Schéma Directeur des IRVE, coordonné par le SDEC ÉNERGIE.

Cette décision modificative n°2 modifie les inscriptions comptables comme suit :

Section	Intitulé	Chapitre	Article	Montant de l'article avant ajustement	Montant de l'ajustement	Montant de l'article après ajustement
Investissement	Dépense	23	2315	800 000 €	-50 000 €	750 000 €
Investissement	Dépense	20	2031	14 500 €	+50 000 €	64 500 €

➔ *Il appartiendra au Comité Syndical d'accepter cette 2ème proposition de décision modificative du budget annexe primitif « Mobilité Durable » 2022.*

C-2. Ouverture des crédits d'investissement avant les votes des 3 budgets primitifs 2023

L'article L. 1612-1 du Code Général des Collectivités Territoriales dispose en substance que, jusqu'à l'adoption du budget primitif, l'exécutif d'une collectivité peut, sur autorisation de l'organe délibérant, engager, liquider et mandater :

- les dépenses de fonctionnement dans la limite de celles inscrites au budget de l'exercice N-1,
- les dépenses d'investissement, dans la limite du quart des crédits ouverts au budget de l'exercice précédent, non compris les crédits afférents au remboursement de la dette et à l'exclusion également des restes à réaliser et des reports. L'autorisation mentionnée ci-avant, précise le montant et l'affectation des crédits,

Pour les dépenses à caractère pluriannuel, incluses dans une autorisation de programme ou d'engagement votée sur des services antérieurs, l'exécutif peut les liquider et les mandater dans la limite des crédits de paiement prévus au titre de l'exercice par la délibération d'ouverture de l'autorisation de programme ou d'engagement.

Cette disposition permet la continuité de l'engagement des investissements entre le 1er janvier 2023 et la date du vote des budgets, prévue le 30 mars 2023.

Pour 2023, le montant et l'utilisation des crédits d'investissement avant le vote des budgets sont les suivants :

Budget principal

Chapitre / Article	Intitulé	Budget Primitif 2022 avec virement de crédits	Crédits d'investissement 2023 utilisables avant le vote du budget
Chapitre 13		**30 000,00**	**7 500,00**
13182	Subvention tiers	30 000,00	7 500,00
Chapitre 20		**812 358,11**	**203 089,53**
2031	Frais d'étude	50 000,00	12 500,00
20414821	Subventions versées aux communes - compétence Electricité	15 000,00	3 750,00
20414822	Subventions versées aux communes - compétence Gaz	20 000,00	5 000,00
20414823	Subventions versées aux communes - compétence TE (hors ACTEE)	135 000,00	33 750,00
20414824	Subventions versées aux communes - compétence TE (ACTEE)	100 000,00	25 000,00
20414825	Subventions versées aux gpts de communes - compétence TE	30 000,00	7 500,00
20422	Subventions versées à des tiers privés - compétence Solidarité	20 000,00	5 000,00
20422	Subventions versées à des tiers privés	180 000,00	45 000,00
2051	Logiciels informatique	262 358,11	65 589,53
Chapitre 21		**1 649 611,94**	**412 402,99**
21318	Construction de bâtiments publics - compétence TE (réseau chaleur)	854 611,94	213 652,99
21351	Installations générales, agencements, aménagements des constructions	350 000,00	87 500,00
21828	Matériel de transport	250 000,00	62 500,00
21838	Matériel de bureau et matériel informatique	110 000,00	27 500,00
21848	Mobilier	70 000,00	17 500,00
2188	Autres immobilisations corporelles	15 000,00	3 750,00
Chapitre 23		**28 782 919,84**	**7 190 729,96**
2315	Travaux Réseaux	17 375 000,00	4 343 750,00
23152	Travaux Stations Hydrogène	50 000,00	12 500,00
2317	Travaux Réseaux éclairage et signalisation lumineuse mis à disposition	10 837 919,84	2 709 479,96
238	Avances forfaitaires sur marchés	500 000,00	125 000,00
Chapitre 26		**200 000,00**	**50 000,00**
261	Participations et créances rattachées à des participations	200 000,00	50 000,00
Chapitre 4581		**2 300 000,00**	**575 000,00**
4581620	Travaux sous mandat Génie civil 2020	50 000,00	12 500,00
4581621	Travaux sous mandat Génie civil 2021	600 000,00	150 000,00
4581622	Travaux sous mandat Génie civil 2022	400 000,00	100 000,00
4581820	Travaux sous mandat Eclairage 2020	50 000,00	12 500,00
4581821	Travaux sous mandat Eclairage 2021	300 000,00	75 000,00
4581822	Travaux sous mandat Eclairage 2022	100 000,00	25 000,00
4581920	Travaux sous mandat Electricité 2020	200 000,00	50 000,00
4581921	Travaux sous mandat Electricité 2021	200 000,00	50 000,00
4581922	Travaux sous mandat Electricité 2022	100 000,00	25 000,00
4581	Transition énergétique ACTEE 2022	300 000,00	75 000,00

Budget annexe « ENR »

Article	Intitulé	Budget Primitif 2022 avec virement de crédits	Crédits d'investissement 2023 utilisables avant le vote du budget
Chapitre 23		**701 487,78**	**175 371,95**
2317	Immobilisations corporelles	696 487,78	174 121,95
238	Avances forfaitaires sur marchés	5 000,00	1 250,00

Budget annexe « Mobilité Durable »

Article	Intitulé	Budget Primitif 2022 avec virement de crédits	Crédits d'investissement 2023 utilisables avant le vote du budget
Chapitre 20		**90 000,00**	**22 500,00**
2031	Frais d'études	54 500,00	13 625,00
2051	Achat de logiciels informatiques	35 500,00	8 875,00
Chapitre 21		**49 715,93**	**12 428,98**
2188	Autre matériels	49 715,93	12 428,98
Chapitre 23		**408 041,91**	**102 010,48**
2315	Immobilisations corporelles	408 041,91	102 010,48

➔ *Il appartiendra au Comité Syndical d'accepter l'application de ces dispositions, avant le vote des budgets 2023.*

C-3. Attribution d'une subvention d'équilibre 2022 pour le budget annexe « MD »

L'article L.2224.1 et 2 du Code général des collectivités territoriales, applicable au SDEC ÉNERGIE, fait obligation d'équilibrer en recettes et en dépenses le budget des services à caractère industriel ou commercial et interdit toute prise en charge, par le budget principal de la collectivité, de dépenses afférentes à ces services.

Toutefois, il autorise des dérogations au principe d'équilibre dans les trois éventualités suivantes :

1. si des exigences conduisent la collectivité à imposer des contraintes particulières ;
2. si le fonctionnement du service public exige la réalisation d'investissements qui, en raison de leur importance et eu égard au nombre d'usagers, ne peuvent être financés sans augmentation excessive des tarifs ;
3. si lorsque, après la période de réglementation des prix, la suppression de toute prise en charge par le budget de la commune aurait pour conséquence une hausse excessive des tarifs.

Compte tenu du caractère spécifique des activités de la régie à autonomie financière « Mobilité durable » (nouveaux services, modèle économique à consolider, recettes insuffisantes pour couvrir les dépenses) le résultat de la section de fonctionnement est déficitaire.

Dans ce contexte, il sera proposé au Comité Syndical l'attribution d'une subvention d'équilibre de la section de fonctionnement.

Son montant sera communiqué en séance pour être au plus juste des comptes définitifs.

➔ *Il appartiendra au Comité Syndical d'accepter cette proposition de subvention d'équilibre du budget annexe « Mobilité Durable ».*

C-4. Financement des participations des membres aux travaux par fonds de concours

Par délibérations en date du 18 décembre 2014 et du 17 décembre 2015, le Comité Syndical a validé le principe de financement de la part à charge des collectivités par recours au fonds de concours, pour toutes les collectivités qui le souhaitent.

La mise en œuvre du fonds de concours réclame, des collectivités concernées et du SDEC ÉNERGIE, une délibération concordante pour chacun des dossiers pour lesquels ce financement est sollicité.

Le Comité Syndical du 15 décembre devra se prononcer sur les 78 nouveaux projets présentés depuis le Comité Syndical du 6 octobre 2022, proposés en ***annexe D p 45,*** pour un montant de 2 310 544,90 €.

➔ *Il appartiendra au Comité Syndical de valider cette nouvelle liste de demandes.*

D – GAZ

D-1. Avenant n°20 : évolution du périmètre du contrat historique

Cet avenant n°20, proposé en ***annexe E p 49***, a pour objet de modifier le périmètre du contrat historique GRDF.

En effet, suite aux transferts en 2022 de la compétence d'autorité organisatrice de la distribution de gaz au SDEC ÉNERGIE pour les communes de :

Commune	Date du contrat de concession	Date de délibération du Bureau Syndical actant ce transfert
Vire Normandie, commune nouvelle, pour le périmètre des communes déléguées de : - Roullours, - Saint-Germain-de-Tallevende-la-Lande-Vaumont, - Vaudry, - Vire	9 février 1999, 25 mai 1999, 12 février 1997 11 octobre 2000	21 janvier 2022
Douvres-la-Délivrande	1er mars 1997	21 janvier 2022
Bellengreville	30 novembre 1998	11 mars 2022
Lisieux	7 février 1997	3 juin 2022
Ouilly-le-Vicomte	7 décembre 1998	3 juin 2022
Houlgate	26 janvier 2000	4 novembre 2022

il sera proposé la conclusion d'un avenant n°20 ayant pour objet d'élargir le périmètre de la convention de concession syndicale en date du 17 décembre 1997 aux territoires de ces communes.

Cet avenant entrant en vigueur le 1er janvier 2023, il sera mis fin automatiquement aux contrats de concession signés avec ces communes et il permettra de préciser que la redevance de fonctionnement « R1 » sera calculée en fonction du nombre de sous-groupes de communes contiguës comprises dans le nouveau périmètre créé.

Ce projet d'avenant a été mis à disposition des membres du Comité Syndical, dès le 29 novembre 2022, conformément aux dispositions de l'article L.1411-7 DU CGCT.

➔ *Il appartiendra au Comité Syndical de se prononcer sur ce projet d'avenant.*

E – ELECTRICITE

E-1. Avenant n°4 au Cahier des charges – Schéma directeur des investissements et PPI 2023/2026

Enedis, EDF et le SDEC ENERGIE ont conclu le 29 juin 2018 une convention de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente.

Cette convention met en place un dispositif de gouvernance des investissements composé d'un Schéma Directeur des Investissements (ci-après SDI) sur la durée du contrat et de plusieurs Programmes Pluriannuels d'Investissements (ci-après PPI) successifs, d'une durée de quatre ans.

Le SDI définit des objectifs en terme de qualité pour le réseau à diverses échéances tout au long du contrat (valeurs repères).

Les PPI de chaque maître d'ouvrage arrêtent les investissements utiles afin d'atteindre les objectifs du SDI. Ces investissements sont exprimés en quantité d'ouvrages traités, déposés, posés… auxquels sont rattachées des estimations financières.

Le 1er PPI (2019/2022), mis en place dans le cadre de la convention du 29 juin 2018, arrivant à son terme le 31 décembre prochain, le SDEC ENERGIE et ENEDIS ont engagé des négociations depuis mars 2022 afin de préparer son renouvellement.

19 réunions sous l'égide de Monsieur Rémi BOUGAULT, 2ème Vice-président, en charge des concessions, se sont succédé afin de finaliser l'avenant n°4 soumis à l'Assemblée, le Bureau Syndical étant saisi du projet d'avenant et du renouvellement des conventions les 4 novembre et 2 décembre 2022.

Cet avenant a pour objet principal d'arrêter le contenu du 2nd PPI (2023/2026) mais aussi de modifier trois valeurs repères du SDI, d'actualiser les dispositions, de l'article 17 de l'annexe 1 du Cahier des Charges (CDC), de l'annexe 9 du CDC et de modifier les dispositions de l'article 12 de l'annexe 2A1 du CDC.

I - Le 2nd PPI (2023-2026)

Afin de déterminer les investissements du 2nd PPI, le diagnostic technique du SDI a été actualisé.

Pour rappel, l'élaboration du SDI s'est appuyée sur un diagnostic technique présentant un ensemble d'indicateurs de suivi du réseau (patrimoine et qualité).

L'actualisation du diagnostic technique se présente sous la forme d'un document de synthèse qui constitue l'annexe 1 du présent avenant.

Ce document présente les évolutions des principaux indicateurs de suivi du réseau sur la durée du 1er PPI, permettant ainsi de dresser un bilan de ses effets et d'établir les orientations du 2nd PPI.

L'actualisation de ses indicateurs a permis de constater que :

- **La qualité de fourniture au quotidien est bonne en moyenne sur la concession et s'améliore par rapport à la chronique antérieure :**

  - La continuité globale de l'alimentation a été respectée chaque année sur la période d'analyse,
  - La tenue globale de la tension est respectée chaque année sur la période,
  - La qualité au quotidien évaluée au regard du critère B HIX hors RTE à la maille de la concession s'améliore,
  - La qualité au quotidien évaluée au regard du critère B HIX hors RTE à la maille de la commune s'améliore aussi,
  - Plus aucun départ HTA n'est en contrainte de tension ;

- Le stock de réseau incidentogène est faible et a décru pendant la chronique du 1er PPI ;

- Les conditions d'exploitation du réseau HTA sont favorables.

Néanmoins :

- **la qualité de fourniture reste contrastée à la maille des communes malgré une réduction des variations :**

  - Elle fait apparaître des variations du temps moyen de coupure à la maille des communes encore étendue, même si la fourchette s'est fortement contractée entre les périodes d'analyse. Il est à noter que sur la moyenne 2018-2021, 80 % des communes de la concession ont un critère B HIX hors RTE inférieur ou égal à 211 minutes (contre 263 minutes sur la chronique 2012-2016), soit une réduction de près de 20 % de la borne supérieure de l'intervalle.

- **De plus, le réseau de distribution d'électricité demeure sensible aux aléas climatiques malgré une désensibilisation marquée sur la durée du dernier PPI :**

  - Un critère B climatique traduit encore une forte sensibilité du réseau aux phénomènes climatiques, exceptionnels ou non : sur la chronique 2018-2021, la part climatique représente 30 % du B TCC et 20 % du B HIX hors RTE (contre respectivement 42 % et 34 % sur 2011-2015), soit une progression de 10 points entre les deux chroniques,
  - Une sensibilité avérée des réseaux HTA et BT aux événements climatiques du fait de 2 facteurs : la façade maritime et la zone de vent ainsi qu'un risque « bois » important,
  - Un territoire à risque important d'inondation qui représentera 1 550 clients non inondés coupés à la fin du 1er PPI contre 9 250 à fin 2015.

- **et la fiabilité des réseaux incidentogènes reste sous surveillance malgré une amélioration des taux d'incidents des réseaux souterrains :**

  - Un taux d'incident CPI HTA restant élevé, mais en amélioration,
  - Un taux d'incident HTA aérien en augmentation sur la chronique 2018-2021 par rapport à 2011-2015, à surveiller précisément, notamment sur le volume des incidents concernés et leurs causes,
  - Un taux d'incident BT aérien fils nus très élevé à la maille de la concession,
  - Un taux d'incident BT souterrain CPI important,
  - Un réseau en contrainte de tension et d'intensité BT pour 166 départs à fin 2021 (contre 83 à fin 2016).

Il est à noter que l'actualisation du diagnostic technique du SDI présente aussi les résultats des investissements réalisés par les maîtres d'ouvrage dans les Zones de Qualité Prioritaire (ZQP).

Dans le cadre du 1er PPI, les parties ont conclu une convention relative à la réalisation d'investissements spécifiques afin d'améliorer le critère B HIX hors RTE moyen communal sur trois zones géographiques (Pays d'Auge nord, Pays d'Auge sud et Centre sud), ce critère étant en écart marqué avec celui des communes du département.

L'objectif d'amélioration de la qualité, à atteindre au terme de la convention, était une diminution de 10 % de la fourchette haute du critère B HIX hors RTE moyen communal observé pour 80 % des communes des ZQP (cette fourchette haute du critère B HIX hors RTE était de 366 minutes sur la chronique observée).

Sur la chronique 2018-2021, on constate que 80 % des communes en ZQP ont un critère B HIX hors RTE inférieur ou égal à 275 min, soit une réduction de 25 % de la borne supérieure de l'intervalle ou, exprimée en minutes, une réduction de la fourchette haute de 91 minutes.

L'objectif d'amélioration de la qualité de la convention a donc été atteint.

Concomitamment, les orientations de développement du territoire ont été actualisées.

Cette actualisation constitue l'annexe 2 du présent avenant.

Les orientations de développement sont des éléments prospectifs qui permettent d'évaluer les éventuels besoins d'investissement sur le réseau, du fait de l'augmentation des consommations ou des productions.

Les données initiales ont été complétées afin d'intégrer, à date, les taux de croissance des charges annuelles des postes sources (TCMA) et plusieurs scénarii liés à la modification des usages dans un contexte de transition énergétique.

Dans les éléments collectés, il ressort :

- une évolution limitée des charges sans besoin particulier d'investissements sur les ouvrages source à date ;
- deux zones d'évolution plus marquées ressortent sur le territoire : le Centre – Centre-Sud et le Sud-Ouest du département.

En outre, les parties ont établi un bilan quantitatif provisoire du 1er PPI qui se terminera le 31 décembre 2022 et fera l'objet d'un bilan définitif en mars 2023.

Ce bilan provisoire, qui constitue l'annexe 4 du présent avenant, présente, à date, le bilan en quantité d'ouvrages réalisés, déposés ou traités et les dépenses d'investissement afférentes pour le 1er PPI par maître d'ouvrage ainsi que celui des Zones de Qualité Prioritaire (ZQP) 2019-2022.

Le bilan quantitatif du 1er PPI du concessionnaire fait apparaître à date (septembre 2022) des taux de réalisation supérieurs à 100 % pour 9 finalités du 1er PPI sur 13.

4 finalités ont des taux de réalisation inférieurs à 100 %, dont trois devraient atteindre les objectifs fixés au terme de l'année 2022.

En tout état de cause, l'objectif quantitatif relatif à la finalité « Lignes aériennes HTA rénovées (PDV) » ne sera pas atteint.

Compte tenu du niveau de renouvellement HTA aérien réalisé (objectif quantitatif réalisé à hauteur de 288 %, 126,6 km de réseau déposés pour un objectif quantitatif de 44 km), les investissements non réalisés en quantité au titre de cette finalité (Lignes aériennes HTA rénovées - PDV) ne feront pas l'objet de mesures compensatoires.

A date, le niveau d'investissements du concessionnaire au titre du 1er PPI atteint 36 968 k€ (estimation 38 515 k€).

Le bilan quantitatif du PPI 2019-2022 de l'autorité concédante fait apparaître à date des taux de réalisation supérieurs à 100 % pour 2 finalités du 1er PPI sur 4.

Les objectifs quantitatifs n'ont pu être atteints pour deux finalités car :

- d'une part, l'effacement sur le territoire des communes urbaines est une opération complexe impliquant une coordination avec la mise en souterrain des réseaux d'éclairage public et de communication, ces travaux sont donc tributaires des collectivités,
- et d'autre part, l'Autorité concédante a surestimé le stock de canalisation BT aérien nu. Cette surestimation est la conséquence directe de la fiabilité limitée de la base technique d'Enedis concernant cette technologie.

A date, le niveau d'investissements de l'Autorité concédante au titre du 1er PPI atteint 30 847 k€ (estimation 35 280 k€).

Le 2nd PPI du concessionnaire se structure autour des douze finalités suivantes pour lesquelles des objectifs quantitatifs sont à atteindre en 2026 :

Finalités - Programme pluriannuel 2023/2026		Unités	Quantités
1	Lignes aériennes HTA rénovées	km HTA aérien traité	275
2	Lignes aériennes HTA obsolètes	km HTA aérien déposé	45
3	Création ou renouvellement d'OMT*	Nb d'OMT	30
4	Renouvellement HTA souterrain CPI**	km HTA souterrain déposé	20
5	Renouvellement BT fils nus	km BT fils nu déposé	15
6	Renouvellement BT souterrain CPI	km BT souterrain déposé	12
7	Lignes aériennes HTA en risque avéré dans le cadre du PAC***	km HTA aérien PAC déposé	13
8	Postes HTA/BT situés dans les territoires à risque inondation 30 ans sécurisés	Nb de postes HTA/BT non inondés secourus	Entre 15 et 25 postes
9	Postes HTA/BT situés dans les territoires à risque inondation 100 ans équipés	Nb de postes HTA/BT équipés	15
10	Transformateurs HTA/BT à traiter dans le cadre de la règlementation relative aux PCB	Nb de transfos > 50 ppm restant à traiter à la fin du PPI	110
11	Renforcement des réseaux HTA	km HTA posé	1,3
12	Renforcement des réseaux BT	km BT posé	10

* Organe de Manœuvre Télécommandée (OMT).
** Câble papier imprégné.
*** Plan aléas climatiques.

11 de ces finalités sont identiques à celles du 1er PPI. Dans le cadre du 2nd PPI, le concessionnaire a intégré une nouvelle finalité objectivée relative à la dépose du réseau BT souterrain CPI et a fusionné les deux finalités relatives au renforcement HTA du 1er PPI.

Les objectifs quantitatifs du 2nd PPI **sont en retrait par rapport au 1er PPI**.

Les estimations financières appuyant ses objectifs quantitatifs montrent aussi cette inflexion : 36 968 k€ de dépenses d'investissements réalisées au titre du 1er PPI, tandis que le concessionnaire estime à 29 000 k€ les dépenses qui seront réalisées au titre du 2nd PPI.

Cette inflexion serait liée :

- à l'amélioration de la qualité moyenne,
- à la comptabilisation dans le 1er PPI d'investissements exceptionnels : le traitement des départs HTA subissant des contraintes récurrentes, restructuration des départs HTA avec la création du poste source de Fontaine-Etoupefour et la comptabilisation d'une part importante du programme de pose d'OMT (7 500 k€).

Le Concessionnaire souligne que cette inflexion des investissements tant en quantité d'ouvrages qu'en dépenses d'investissements ne remet pas en cause les trajectoires qualitatives et quantitatives inscrites au SDI.

L'autorité concédante prend acte de cette assurance et sera attentive à son respect. A ce titre, elle renforcera le contrôle annuel exercé sur le concessionnaire.

Le 2nd PPI du concédant se structure autour des quatre finalités suivantes pour lesquelles des objectifs quantitatifs sont à atteindre en 2026 :

Finalités - Programme pluriannuel 2023/2026		Unités	Quantités
A	Renforcement réseau BT en zone rurale	km de réseau posé	60
B	Sécurisation BT fils nus (communes rurales)	km de réseau déposé	60
C	Sécurisation BT fils nus au titre de l'effacement (communes urbaines)		20
D	Enfouissement de réseau BT autres que BT fils nus des communes en zone littorale de vent supérieure à 170 km/h	km de réseau souterrain posé	15

Les objectifs quantitatifs du 2nd PPI sont moindres que ceux réalisés dans le cadre du 1er PPI. Cet état de fait est lié à la forte dérive des coûts et à la réduction du stock de réseau BT fils nus en communes rurales. En revanche, les estimations financières sont similaires aux dépenses d'investissements réalisées au titre du 1er PPI.

II - Evolution des valeurs repères du SDI

Trois valeurs repères sont modifiées :

1. Le taux annuel d'usagers mal alimentés (UMA) en tenue de tension à la maille de la concession : ce taux annuel passe de 0,12 % à 0,17 %. Cette hausse est liée au changement en 2018 du modèle statistique retenu par Enedis.
2. Le critère M : le critère M est défini comme le temps moyen de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des clients HTA pondéré par la puissance souscrite de ces mêmes clients. Le SDI prévoyait la détermination d'une valeur repère pour ce critère au plus tard à la fin 2022. Dans le cadre des échanges menés en 2022, il a été décidé de ne pas instituer ce critère comme une valeur repère, mais de contrôler spécifiquement son évolution.
3. Taux de réseau BT souterrain en zone littorale de vent supérieure à 170 km/h : le SDI fixe un taux de mise en souterrain des réseaux BT sur les communes rurales. Les parties ont fait le choix de modifier ce critère afin d'inclure les communes urbaines dans son périmètre. Cette extension entraîne une modification de la valeur cible cette valeur repère (75 % au terme du 6ème PPI).

III - Actualisation des données de l'article 17 de l'annexe 1 et de l'annexe 9 du cahier des charges (CDC) de la convention

1. Modifications des dispositions de l'annexe 1 du CDC

Les dispositions de l'article 17 de l'annexe 1 sont modifiées afin de renvoyer la liste des données cartographiques communiquées à l'Autorité concédante à la liste intégrée dans la convention moyenne échelle portée en annexe 9 du CDC.

2. Actualisation de l'annexe 9 du cahier des charges

On retrouve la convention relative à la cartographie à moyenne échelle des ouvrages du réseau public de distribution à l'annexe 9 du CDC.

L'assemblée étant appelée à délibérer sur une nouvelle convention, cette dernière se substitue à la précédente.

Le projet d'avenant n°4 à la convention de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente, joint en ***annexe F p 54***, a été mis à disposition des membres du Comité Syndical, dès le 29 novembre 2022, conformément aux dispositions de l'article L.1411-7 DU CGCT.

Conformément au contrat de concession, le 2ème PPI sera présenté conjointement par Madame la Présidente et Monsieur Frédéric HARDOUIN, délégué territorial du Calvados ENEDIS.

➔ *Il appartiendra au Comité Syndical de se prononcer sur ce projet d'avenant.*

E-2. Renouvellement de 10 conventions associées

Dans le cadre de l'élaboration du nouveau programme pluriannuel d'investissements 2023/2026, fixant les objectifs du concessionnaire en termes d'investissements, le Comité Syndical sera invité à se prononcer sur les 10 conventions suivantes, associées à ce programme :

Conventions		Objet	Annexe
1	**Article 8**	Fixe le montant et les modalités de versement de la participation du concessionnaire aux travaux d'intégration des ouvrages dans l'environnement.	*G p 86*
2	**PCT**	Fixe les modalités liées au paiement de la Part couverte par le Tarif (PCT).	*H p 90*
3	**Contrôle**	Fixe au principal les modalités pratiques de la mission annuelle de contrôle et la transmission de certaines données.	*I p 93*
4	**Terme I**	Fixe la nature des investissements de transition énergétique (terme I) entrant dans le calcul de la Redevance d'investissements R2.	*J p 111*
5	**Cartographie moyenne échelle**	Résilie la précédente convention, Définit les modalités de mise à disposition des données cartographiques au format numérique.	*K p 118*
6	**Convention de valorisation VRG (Valorisation des Remises Gratuites des ouvrages)**	Fixe les modalités d'échanges dans la cadre de la valorisation comptable des ouvrages.	*L p 127*
7	**Convention d'échanges dans le cadre des travaux réalisés par le SDEC ÉNERGIE**	Fixe les échanges dont le cadre des travaux réalisés par le Syndicat.	*M p 132*
8	**Convention « eplans »**	Détermine les modalités de mise à disposition de la plateforme « eplans ».	*N p 137*
9	**TST - Travaux sous tension**	Fixe les modalités spécifiques de coordination entre les parties notamment dans le cadre des travaux sous tension.	*O p 142*
10	**Zone de qualité prioritaire**	Fixe un objectif qualitatif sur un le Pays d'auge étendu.	*P p 146*

1- Renouvellement de la convention relative au financement des travaux destinés à l'intégration des ouvrages dans l'environnement

Au titre de la précédente convention, dont le terme est fixé le 31 décembre 2022, le Concessionnaire s'est engagé à participer, à hauteur de 40 % du coût net de taxe, au financement des travaux de modification des ouvrages électriques de la concession, réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de l'Autorité concédante aux fins d'intégration dans l'environnement, dans la limite d'un montant annuel de 650 k€.

Compte tenu de leur volonté commune d'améliorer durablement la qualité de la distribution sur le territoire de la concession, les parties ont convenu d'affecter 40 % de cette participation à des travaux visant, en complément d'une finalité esthétique, la sécurisation du réseau BT.

Les parties ont décidé de reconduire cette convention pour 4 ans selon les termes suivants :

- Le Concessionnaire s'engage à participer, à hauteur de 40 % du coût net de taxe, au financement des travaux de modification des ouvrages électriques de la concession, réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de l'Autorité concédante aux fins d'intégration dans l'environnement, dans la limite d'un montant annuel de 650 k€, 40 % de cette participation doit être affectée à des travaux visant, en complément d'une finalité esthétique, la sécurisation du réseau BT.
- Ce montant maximum peut être majoré d'au plus 65 k€ si le taux de sécurisation du fils nus (en linéaire) du programme de travaux présenté par l'Autorité concédante est supérieur à 25 %. Le montant maximum majoré de la participation financière évolue proportionnellement à l'évolution du taux de sécurisation sans dépasser 65 k€.

Les dispositions de cette convention s'appliqueront du 1er janvier 2023 au 31 décembre 2026.

2- Renouvellement de la convention relative aux modalités de calcul et de versement de la PCT sur le territoire de la concession du Syndicat Départemental d'Energies du Calvados

Une opération de raccordement peut être financée pour partie par le demandeur, par la commune ou l'établissement public de coopération intercommunale compétent pour la perception des participations d'urbanisme et le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de distribution d'Electricité (TURPE).

La part des coûts de raccordement financés par le TURPE est de 40 % : c'est ce que l'on appelle la Part Couverte par le Tarif ou PCT. Cette part est toujours versée à ENEDIS, et cela, même si l'Autorité concédante est maître d'ouvrage de tout ou partie d'une opération de raccordement.

Une première convention conclue le 29 juin 2018 relative au versement de la PCT a précisé les modalités opérationnelles de reversement de la PCT par le Concessionnaire à l'Autorité concédante, lorsqu'elle est maître d'ouvrage de tout ou partie d'une opération de raccordement.

Cette convention arrivant à son terme le 31 décembre 2022, les parties se sont rapprochées afin de la reconduire, pour une durée un an, renouvelable 3 fois sans pouvoir excéder le 31 décembre 2026.

Les dispositions de la convention initiale ont été complétées afin :

- de fixer les délais dans lesquels les documents utilisés afin d'obtenir ce remboursement sont transmis à Enedis. (La transmission des fiches PCT intervient dans les 90 jours à compter de la date de l'avis de mise en exploitation (AMEO) pour les affaires mises en exploitation à compter du 1er janvier 2023. La transmission des fiches PCT correspondant aux affaires faisant l'objet d'une délégation temporaire de maitrise d'ouvrage (DTMO) intervient lorsque les opérations sont financièrement soldées),
- de préciser que le montant des dépenses exposées par l'autorité concédante par affaire, reporté dans le bordereau trimestriel peut être supérieur à celui indiqué dans la fiche PCT de ladite l'affaire, une part des factures correspondant aux dépenses exposées pouvant être transmises ou mandatées postérieurement à la communication de la fiche PCT.

Pour information, le montant de la PCT versé par Enedis au SDEC ENERGIE en 2021 s'est élevé à 773 k€.

3- Renouvellement de la convention relative aux modalités d'organisation du contrôle de concession et à la transmission de données relatives à la qualité de la distribution d'électricité

En application des dispositions de l'article L 2224-31 du CGCT, l'Autorité concédante exerce le contrôle du bon accomplissement des missions de service public confiées au concessionnaire.

Cette mission est organisée selon les dispositions du cahier des charges et de l'article 9 de son annexe 1 qui prévoient que les parties peuvent préciser par convention les dispositions opérationnelles des missions de contrôle. C'est dans ce contexte que les parties ont conclu deux conventions consécutives dont la seconde arrive à son terme le 31 décembre 2022.

Les parties se sont donc rapprochées en vue de renouveler cette convention et d'élargir son objet.

Dans ce cadre, les dispositions de cette convention relatives aux missions de contrôle ont donc été renouvelées et modifiées afin :

- d'actualiser la liste minimale de données communiquées par le concessionnaire dans le cadre des missions de contrôle,
- et de préciser que l'autorité concédante est informée de toutes modifications substantielles apportées à cette liste au plus tard le 1er juin.

Par ailleurs, l'objet de cette convention a été élargi aux échanges d'informations, nécessaires :

- à l'identification des départs BT en contrainte,
- aux échanges d'informations relatives à la tenue de tension et de continuité globales,
- et aux échanges d'informations au fil de l'eau concernant les coupures longues constatées sur les ouvrages de distribution d'électricité.

Le terme initial de cette convention est fixé au 31 décembre 2026, elle peut être ensuite renouvelée par période de quatre ans, par avenant sans que sa durée totale ne puisse dépasser celle de la convention de concession conclue entre les parties le 29 juin 2018.

4- Renouvellement de la convention pour un référentiel commun – Terme I

Le concessionnaire verse au concédant une redevance de concession constituée de deux parts :

- la première, dite « de fonctionnement » ou R1,
- la deuxième, dite « d'investissement » ou R2.

La formule de calcul de la redevance R2 fait intervenir plusieurs termes, dont le terme « I ».

Le terme I représente 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.

Un accord national et trois conventions locales consécutives d'une durée d'un an sont venus déterminer un référentiel des dépenses éligibles au terme I.

La dernière convention locale arrivant à son terme le 31 décembre 2022, la présente convention a pour objet de la reconduire pour une durée plus longue (4 ans), son terme étant fixé au 31 décembre 2026.

Ses autres dispositions ne sont pas modifiées.

A titre de rappel, cette convention précise, les critères d'éligibilité des dépenses au titre du terme I (maitre d'ouvrage, nature des investissements éligibles), le formalisme de présentation des investissements éligibles et la procédure de vérification des données communiquées.

Le terme I de la redevance R2 en 2022 s'est élevé à 3 011 k€.

5- Résiliation anticipée de la précédente convention relative à la cartographie à moyenne échelle des ouvrages du réseau public de distribution et conclusion d'une nouvelle convention

Aux termes de deux conventions successives en date du 29 juin 2018 et du 25 octobre 2019, les parties ont fixé les modalités de mise à disposition de données cartographiques à moyenne échelle aux fins de faciliter l'accomplissement de leurs missions respectives.

Les parties ont décidé, d'un commun accord, de résilier par anticipation la convention en date du 25 octobre 2019 afin de la remplacer par une nouvelle convention.

Les modifications substantielles apportées à la convention précédente sont les suivantes :

- le Concessionnaire s'engage à fournir des données cartographiques enrichies tant en nombre d'ouvrages décrits (tels que les ouvrages de branchement, les poteaux, les postes HTA/BT client HTA et les dispositifs de régulation de la tension), qu'en nombre d'attributs complémentaires communiqués (tels que les isolants des tronçons BT et HTA souterrains et les codes GDO des départs BT et HTA pour chaque tronçon concerné),
- l'Autorité concédante peut communiquer ces données enrichies à une Autorité concédante frontalière à partir du moment où cette Autorité concédante frontalière a souscrit une convention similaire.

Comme dans la convention précédente, le Concessionnaire fournit ces données cartographiques gracieusement deux fois par an (février et septembre).

La nouvelle convention est conclue pour une durée de 4 ans. Elle prendra fin le 31 décembre 2026.

6- Renouvellement de la convention relative à la valorisation par le concessionnaire des ouvrages construits sous la maitrise d'ouvrage de l'Autorité concédante (VRG)

Lorsque l'Autorité concédante est maître d'ouvrage des travaux sur le réseau de distribution d'électricité, elle remet les ouvrages qu'elle a réalisés au concessionnaire.

Suite à la remise de ces ouvrages, le Concessionnaire les valorise, c'est-à-dire qu'il détermine leur valeur en fonction de son canevas des prix et inscrit ces ouvrages à l'inventaire des biens concédés pour cette valeur.

Une première convention en date du 29 juin 2018 a fixé les modalités opérationnelles d'échanges pour la valorisation des ouvrages construits sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante.

Cette convention arrivant à son terme le 31 décembre 2022, les parties ont décidé de la renouveler pour une année. Cette durée de convention plus courte que la précédente s'explique par les évolutions à intervenir afin de prendre en compte les impacts du programme ADELE (Actif Détaillé et Localisé) en matière de raccordement.

Par ailleurs, les dispositions de la convention initiale ont été rectifiées afin d'introduire de nouveaux délais de transmission des documents échangés dans le cadre de la VRG et de prendre en compte l'utilisation par les parties de la plateforme e-plans.

7- Renouvellement de la convention d'échanges dans le cadre de l'exécution des travaux du SDEC ENERGIE

Le Concessionnaire et l'Autorité concédante ont conclu le 29 juin 2018 une convention visant à définir précisément la nature de leurs échanges en phase d'études, de travaux et suite à la mise en exploitation de l'ouvrage.

Cette convention arrive à son terme le 31 décembre 2022. Les parties ont souhaité conclure une nouvelle convention pour une durée d'un an.

Les dispositions de la convention antérieure ont été modifiées afin de :

- supprimer toutes les dispositions relatives au canal utilisé lorsque l'utilisation de la plateforme e-Plans vient se substituer au canal de transmission précédemment utilisé,
- supprimer les dispositions obsolètes,

- prévoir la mise en place d'un groupe de travail qui se réunira autant que de besoin afin d'évaluer les modifications éventuelles à apporter à la convention initiale, compte tenu :
    - d'une part, des modifications apportées à l'arrêté technique du 17 mai 2001, et à la documentation technique de référence publiée par le gestionnaire du réseau de distribution depuis l'entrée en vigueur de la convention d'échanges susmentionnée,
    - et d'autre part, de l'entrée en vigueur du guide de conception du réseau de distribution.

8- Conclusion d'une nouvelle convention relative à la mise à disposition et d'utilisation d'une plateforme d'échange dématérialisée « e-Plans »

Le concessionnaire a créé et développé une application internet dénommée « e-Plans » permettant de dématérialiser les échanges de données, afin de permettre un traitement plus rapide, plus simple et plus fiable des dossiers d'établissement d'ouvrages.

La convention proposée a pour objet de définir le cadre juridique, technique et financier et les modalités d'échanges dans lequel le Concessionnaire met à disposition de l'Autorité concédante cette plateforme.

Les différentes étapes de traitement et d'échange entre le Concessionnaire, l'Autorité concédante et ses prestataires sont décrites dans un mode opératoire déterminé d'un commun accord entre les parties.

L'usage de l'application e-Plans est accordé à l'Autorité concédante à titre gratuit en contrepartie de l'avantage que représente cette application en termes d'efficacité des échanges (gain de temps et fiabilité), de traçabilité et de coordination notamment pour la mise en exploitation des ouvrages, pour le concessionnaire.

Cette convention est conclue pour une durée de quatre ans.

9- Renouvellement de la convention relative aux travaux sous tension et autres prestations (TST)

Certaines interventions techniques sur le réseau public de distribution d'électricité concédé nécessitent des modalités spécifiques de coordination entre le Concessionnaire et l'Autorité concédante.

Il s'agit, en particulier, de travaux sous tension, de mise en œuvre de moyens de réalimentation provisoire et de remplacement en urgence de transformateurs en surcharge.

La présente convention définit les modalités de réalisation et les conditions financières de ces prestations, pour des travaux relevant de la maîtrise d'ouvrage du SDEC ÉNERGIE dans le cadre du contrat de concession.

Elle s'inscrit dans la continuité des précédentes conventions portant sur le même objet.

Il est à noter que le contenu de la présente convention a évolué par rapport à la convention précédente :

- Les tarifs applicables par le Concessionnaire pour les prestations qu'il réalise ont été modifiés, ces montants unitaires évoluent en moyenne de 4 % ;
- Le Concessionnaire informe l'Autorité concédante de toutes modifications du bordereau des prix par courrier avec accusé de réception et les parties se rencontre dans les 15 jours à compter de la réception de cette information afin d'échanger sur le contenu des modifications du bordereau des prix ;
- La convention est conclue à compter du 1er janvier 2023. Son terme est fixé au plus tard trois mois à compter de la date de réception du courrier du concessionnaire informant l'autorité concédante d'une modification du bordereau des prix. Le terme de la convention peut être reconduit par avenant qui précisera les nouveaux prix du bordereau des prix.

10- Renouvellement de la convention d'amélioration de la qualité de l'électricité distribuée dans la zone de qualité prioritaire (ZQP)

Dans le cadre du précédent PPI, les parties ont conclu une convention relative à la réalisation d'investissements spécifiques afin d'améliorer le critère B HIX hors RTE moyen communal sur trois zones géographiques (Pays d'Auge nord, Pays d'Auge sud et Centre sud), ce critère étant en écart marqué avec celui des communes du département.

L'objectif d'amélioration de la qualité, à atteindre au terme de la convention était une diminution de 10 % de la fourchette haute du critère B HIX hors RTE moyen communal observé pour 80 % des communes des ZQP (la fourchette haute du critère B HIX hors RTE était de 366 minutes sur la chronique observée).

Sur la chronique 2018-2021, 80 % des communes en ZQP ont un critère B HIX hors RTE moyen inférieur ou égal à **275 min**, soit de 25 % de la borne supérieure de l'intervalle calculé à la maille communes nouvelles (**366 minutes**) ou exprimée en minutes, une réduction de la fourchette haute de **91 minutes**.

L'objectif qualitatif à atteindre a donc été largement dépassé.

Sur la base du diagnostic technique actualisé du Schéma Directeur des Investissements (SDI), les parties conviennent sur la période 2023/2026 de l'intérêt d'investir afin d'améliorer la qualité de fourniture sur le secteur du Pays d'Auge étendu.

Le territoire des **136 communes** membres des Etablissements Publics de Coopération Intercommunale à fiscalité propre (EPCI) listés ci-dessous constituera la Zone de Qualité Prioritaire au titre du PPI 2023/2026 :

- Communauté de communes Normandie Cabourg Pays d'Auge,
- Communauté d'agglomération Lisieux Normandie,
- Communauté de communes Terre d'Auge.

Le critère B HIX hors RTE moyen 2018-2021 de ces communes s'étend de 9 à 574 min.

80 % de ces 136 communes ont un critère B HIX hors RTE moyen 2018-2021 inférieur ou égal à 259 minutes.

L'objectif qualitatif que se fixent les parties sur cette zone est de maintenir la fourchette haute (**259 minutes**) pour **au moins** 80 % des communes les parties.

Afin de maintenir ce résultat, voire de l'améliorer en augmentant le nombre de communes dans cette fourchette, les parties ont convenu d'un programme d'investissements exprimés en quantité d'ouvrages, assorti des estimations financières afférentes. Les tableaux, ci-dessous, détaillent les programmes d'investissements par finalité.

Pour ce qui concerne le concessionnaire :

Finalité Programme pluriannuel (références PPI 2023-2026)		Unité	Quantité	Estimations de l'engagement financier du concessionnaire HT
1	Lignes aériennes HTA rénovées (RP)	km HTA aérien traité	100	3 100 k€
2	Lignes aériennes HTA obsolètes	km HTA aérien déposé	15	2 580 k€
3	Création ou renouvellement d'OMT	Nb d'OMT	8	
7	Lignes aériennes HTA en risque avéré dans le cadre du PAC	km HTA aérien PAC déposé	2,8	650 k€
11	Renforcement des réseaux HTA	km HTA posé	1,3	170 k€
Total				**6 500 k€**

Pour ce qui concerne l'Autorité concédante :

Finalité		Unité	Quantité	Estimations de l'engagement financier du concédant HT en k€
Programme pluriannuel (références PPI 2023-2026)				
A	Renforcement réseau BT en zone rurale	km de réseau posé	14	2 300 k€
B	Sécurisation BT fils nus (communes rurales)	km de réseau déposé*	10	1 650 k€
C	Sécurisation BT fils nus au titre de l'effacement (communes urbaines)	km de réseau déposé*	5	1 750 k€
Total				**5 700 k€**

** La fiabilisation de la base technique réseau BT fils nus étant en cours, le volume de réseau déposé pourra être revu à la baisse*

Ces projets de conventions, joints en ***annexes G à P p 86 à 150***, ont été mis à disposition des membres du Comité Syndical, dès le 29 novembre 2022, conformément aux dispositions de l'article L.1411-7 DU CGCT.

➔ ***Il appartiendra au Comité Syndical de se prononcer sur ces projets de conventions.***

F – TRANSITION ENERGETIQUE

F-1. Lauréats du 1er appel à projets PROGRES pour le financement de travaux de rénovation énergétique

Pour rappel, dans un contexte d'envolée des prix de l'énergie, le syndicat, qui souhaite renforcer son soutien aux collectivités dans la rénovation énergétique de leurs bâtiments, a été lauréat du programme ACTEE2 (actions des collectivités territoriales pour l'efficacité énergétique) qui vise notamment à promouvoir le passage à l'acte dans la réalisation de travaux.

Les écoles (bâtiments parmi les plus consommateurs d'énergie) qui pèsent lourd dans la facture énergétique des collectivités, sont souvent soumises à l'obligation de rénovation du décret tertiaire, mais leur rénovation énergétique est moins aidée, notamment, par le Conseil Départemental du Calvados qui concentre ses aides par ailleurs.

Dans ce contexte, le Comité Syndical du 16 juin 2022 a annoncé le lancement de l'appel à projet « PROGRES » (PROGramme de Rénovation des Etablissements Scolaires) pour l'année 2022 visant à :

- soutenir financièrement les travaux de rénovation énergétique des écoles,
- apporter un accompagnement en faveur de comportements économes en énergie de la part des usagers du bâtiment.

A noter que, seules les collectivités suivantes étaient éligibles à cet appel à projet :

- les communes du département du Calvados,
- un syndicat ayant la compétence « établissement scolaire » (ex : SIVOS, SIVOM…) composé de communes membres du SDEC ÉNERGIE,
- un EPCI ayant la compétence « établissement scolaire », membre du SDEC ÉNERGIE.

Les collectivités candidates devaient se conformer au règlement validé par le Bureau Syndical du 8 juillet dernier, comprenant, notamment, les conditions d'éligibilité des projets et les dépenses éligibles. Le montant total dédié à cet appel à projet s'élève à 1 M€.

Les montants des aides proposées sont les suivants :

Collectivités hors Caen la mer	Collectivités de Caen la mer*
Aide de 30 % du montant HT des travaux éligibles dans la limite de 75 000 €**	Aide de 20 % du montant HT des travaux éligibles dans la limite de 50 000 €**

** en sus de cette aide, la CUCM valorise les CEE du projet et les reverse directement à la collectivité concernée*
*** soit un cout HT du projet subventionnable de 250 000 €*

L'appel à projet a ainsi été lancé le 12 juillet 2022 avec une date limite de dépôt des candidatures fixée au 8 octobre 2022. La commission « Transition Energétique » du 21 novembre avait la charge de désigner les lauréats.

13 candidatures, représentant 8 EPCI sur les 16 que compte le département, ont été réceptionnées :

- 10 candidatures de collectivités suivies en CEP.
- 3 candidatures du territoire de la Communauté Urbaine Caen la mer.

Les représentants des lauréats, la Région Normandie, l'ADEME, la Préfecture du Calvados, la DDTM, la Communauté Urbaine Caen la mer, le CAUE du Calvados (Conseil d'Architecture, d'Urbanisme et de l'Environnement) et la FNCCR seront également conviés à ce temps fort.

PROCES-VERBAL DU COMITE SYNDICAL DU 6 OCTOBRE 2022

L'an deux mille vingt-deux, le 06 octobre, le Comité Syndical du Syndicat Départemental d'Energies du Calvados, légalement convoqué le mercredi 28 septembre 2022, s'est réuni, à 14h, en séance publique, dans la salle Normandie de la Chambre de Commerce et d'Industrie Caen Normandie à Saint-Contest, sous la présidence de Madame Catherine GOURNEY-LECONTE, Présidente.

Etaient présents :

	COLLEGE	REPRESENTANTS	
		NOM	PRENOM
1.	COEUR COTE-FLEURIE	AMER	Nizar
2.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	ASMANT	Alain
3.	CU CAEN LA MER	BAIL	Romain
4.	LISIEUX NORMANDIE	BAREAU	Anne-Marie
5.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	BAZIN	Hervé
6.	PRE BOCAGE INTERCOM	BAZIN	Philippe
7.	CU CAEN LA MER	BELLÉE	Emmanuel
8.	PAYS DE FALAISE	BENOIT	Dominique
9.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	BÉRARD	Gilles
10.	CU CAEN LA MER	BERT	Jean
11.	CU CAEN LA MER	BERTHAUX	Thierry
12.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	BERTIN	Guy
13.	VAL ES DUNES	BIZET	Michel
14.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	BLANCHETIERE	Marcel
15.	CU CAEN LA MER	BORDAIS	Martial
16.	CU CAEN LA MER	BOUILLON	Jean-Pierre
17.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	BOUJRAD	Abderrahman
18.	CU CAEN LA MER	BOURDON	Alain
19.	CU CAEN LA MER	BOYER	Patrick
20.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ÉNERGIE	CAPOËN	Philippe
21.	CU CAEN LA MER	CASSIGNEUL	Cédric
22.	LISIEUX NORMANDIE	CHÉRON	Denis
23.	CU CAEN LA MER	COLLET	Céline
24.	PAYS DE FALAISE	DAVID	Johannes
25.	BAYEUX INTERCOM	DELOMEZ	Xavier
26.	CU CAEN LA MER	DELVAL	Gilles
27.	CU CAEN LA MER	DESMEULLES	Alain
28.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	FLEURY	Catherine
29.	PAYS DE FALAISE	FOUCAULT	Patrick
30.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	FURDYNA	Hubert
31.	EPCI	GOBF	Alain
32.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	GODIER	Edith
33.	TERRE D'AUGE	GOHIER	Armand
34.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	GOURNEY-LECONTE	Catherine
35.	SEULLES - TERRES ET MER	GUELLE	Jean-Denis
36.	CU CAEN LA MER	GUENNOC	Jean-Yves
37.	EPCI	GUERIN	Daniel
38.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ÉNERGIE	GUILLEMIN	Jean-Marie
39.	EPCI	GUILLEMOT	Jean-François
40.	SEULLES - TERRES ET MER	GUIMBRETIÈRE	Hervé
41.	PAYS DE FALAISE	HEURTIN	Jean-Yves
42.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	HUE	Sonia
43.	CU CAEN LA MER	KANZA MIA DIYEKA	Théophile
44.	EPCI	LAGALLE	Philippe
45.	CU CAEN LA MER	LANGLOIS	Jérôme
46.	BAYEUX INTERCOM	LAUNAY-GOURVES	Olivier
47.	CU CAEN LA MER	LE PIFRE	Sophie
48.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	LEBOURGEOIS	Michel
49.	CU CAEN LA MER	LECAPLAIN	Patrick
50.	CU CAEN LA MER	LECERF	Marc
51.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	LECONTE	Jean-Claude
52.	CU CAEN LA MER	LEFEVRE-PROKOP	Nadine
53.	LISIEUX NORMANDIE	LEGRAIN	Gilles
54.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	LEMAIRE	Jean-Paul
55.	CU CAEN LA MER	LEMARIE	Yvon
56.	BAYEUX INTERCOM	LEPAULMIER	Jean
57.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	MALOISEL	Gilles
58.	LISIEUX NORMANDIE	MARIE	Alain
59.	CU CAEN LA MER	MARIE	Lionel
60.	CU CAEN LA MER	MAUGER	Didier
61.	CU CAEN LA MER	MONSIMIER	Philippe
62.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	MONTAIS	Jean-Pierre
63.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	MORIN	Christophe
64.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	PARIS	Françoise
65.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ÉNERGIE	PATINET	Sébastien
66.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	POISSON	Cédric
67.	TERRE D'AUGE	POULAIN	Gérard
68.	CU CAEN LA MER	POULAIN	Jean-Paul
69.	CU CAEN LA MER	PRIEUX	Alain
70.	VAL ES DUNES	QUILLET	Jean-Pierre
71.	BAYEUX INTERCOM	RAFFRAY	Gilbert
72.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	RANSON	Anne-Marie
73.	CU CAEN LA MER	RIBALTA	Ghislaine
74.	PRE BOCAGE INTERCOM	RUON	Vincent
75.	EPCI	SAINT LO	Patrick
76.	LISIEUX NORMANDIE	SAVIN	Jean-Bruno
77.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	TOUILLON	Pascal
78.	CU CAEN LA MER	TRANCHIDO	Alain
79.	CU CAEN LA MER	VARLET	Gérard

Etaient absents ou excusés :

	COLLEGE	REPRESENTANTS	
		NOM	PRENOM
1.	CU CAEN LA MER	ALLAIRE	Stanislas
2.	CU CAEN LA MER	AUDRIEU	Alain
3.	CU CAEN LA MER	BALAS	Jean-Pierre
4.	LISIEUX NORMANDIE	BAUCHET	Roland
5.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	BERGAR	Dominique
6.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	BERTAIL	Etienne
7.	LISIEUX NORMANDIE	BONHOMME	Valentin
8.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	BURNEL	Eric
9.	LISIEUX NORMANDIE	CAILLOT	Michel
10.	PAYS DE FALAISE	CHAUVET	Sébastien
11.	LISIEUX NORMANDIE	COLAS	Richard
12.	LISIEUX NORMANDIE	COURCHAI	Pierre
13.	CU CAEN LA MER	COUTANCEAU	Bruno
14.	LISIEUX NORMANDIE	DALLOCCHIO	Jean-Pierre
15.	CU CAEN LA MER	DE WINTER	Damien
16.	B3115:A1003	DEROO	Fabrice
17.	CU CAEN LA MER	DUBAS	Jean-Pierre

PROJET

18.	CU CAEN LA MER	DURAN	Marc
19.	VAL ES DUNES	EUDE	Christophe
20.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	FARIDE	François
21.	CU CAEN LA MER	GANCEL	David
22.	COEUR COTE-FLEURIE	GAUDE	Jean-Claude
23.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	GERMAIN	Patrice
24.	BAYEUX INTERCOM	GERVAISE	Gaetan
25.	CU CAEN LA MER	GUÉGUÉNIAT	Franck
26.	CU CAEN LA MER	GUERIN	Daniel
27.	CU CAEN LA MER	JOLY	Françis
28.	COEUR DE NACRE	JOUY	Franck
29.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	LAFONTAINE	Frédéric
30.	COEUR COTE-FLEURIE	LAMBINET-PELLE	Nadine
31.	COEUR DE NACRE	LARSONNEUR	Bertrand
32.	PRE BOCAGE INTERCOM	LE BOULANGER	Christophe
33.	CU CAEN LA MER	LE BRUN	Jean-Yves
34.	VAL ES DUNES	LE FOLL	Alain
35.	PRE BOCAGE INTERCOM	LE MAZIER	Michel
36.	CU CAEN LA MER	LEBORGNE	Hubert
37.	PRE BOCAGE INTERCOM	LECHAT	Anthony
38.	LISIEUX NORMANDIE	LECLERC	Sébastien
39.	LISIEUX NORMANDIE	LEPLONGEON	Patrick
40.	PAYS DE FALAISE	LEROY	Eric
41.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	LEVEQUE	Anthony
42.	CU CAEN LA MER	LIZORET	Didier
43.	CU CAEN LA MER	LOUVET	Vincent
44.	CU CAEN LA MER	MARIE	Mickaël
45.	CU CAEN LA MER	MARIE	Philippe
46.	COEUR DE NACRE	MAROS	Patrick
47.	CU CAEN LA MER	MAURY	Richard
48.	CU CAEN LA MER	MILLET	Marc
49.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	MULLER	Jean-Michel
50.	CU CAEN LA MER	MULLER DE SCHONGOR	Isabelle
51.	CU CAEN LA MER	PAGNY	Yann
52.	CU CAEN LA MER	PHILIPPE	Jean-Marc
53.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	PITRAYES	Nicolas
54.	CU CAEN LA MER	RENARD	Nicolas
55.	COEUR COTE-FLEURIE	REVERT	David
56.	CU CAEN LA MER	RICCI	Serge
57.	CU CAEN LA MER	SAINT	Thierry
58.	LISIEUX NORMANDIE	TARGAT	Dany
59.	TERRE D'AUGE	THIERRY	Linda
60.	CU CAEN LA MER	THOMAS	Angèle
61.	SEULLES - TERRES ET MER	VÉRET	Jean-Luc
62.	CU CAEN LA MER	WILLAUME	Ludwig

Autres excusés ayant donné pouvoirs :

	Représentant donnant pouvoir	COLLEGE	Représentant recevant pouvoir	COLLEGE
1.	Rémi BOUGAULT	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	POISSON Cédric	ISIGNY-OMAHA INTERCOM
2.	Henri GIRARD	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	GOURNEY-LECONTE Catherine	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU
3.	Jean-Luc GUILLOUARD	COEUR DE NACRE	LECERF Marc	CU CAEN LA MER
4.	Patrick JEANNENEZ	CU CAEN LA MER	KANZA MIA DIYEKA Théophile	CU CAEN LA MER
5.	Patrice MATHON	CU CAEN LA MER	MARIE Lionel	CU CAEN LA MER
6.	Jackie ZANOVELLO	CU CAEN LA MER	LEFEVRE-PROKOP Nadine	CU CAEN LA MER

ACCUEIL DES REPRESENTANTS

Madame la Présidente souhaite la bienvenue aux représentants présents à ce Comité Syndical et les remercie pour cette mobilisation.

ORDRE DU JOUR

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE indique que l'ordre du jour est conforme à la convocation qui a été adressée à chacun des représentants au Comité Syndical le 28 septembre dernier, à savoir :

- **Rapport de la Présidente**
  - Approbation du procès-verbal de la séance du 16 juin 2022,
  - Compte-rendu des décisions de la Présidente,
  - Etat des adhésions et des transferts de compétences,
  - Commissions Locales d'Energie,
  - 38ème congrès de la FNCCR,
  - Agenda du Comité Syndical.
- **Finances**
  - Financement des participations des membres aux travaux par fonds de concours.
- **Mobilités bas carbone**
  - Point d'avancement du Schéma Directeur des IRVE,
  - Mise en place d'un programme d'investissement « relais »,
  - Mode de gestion de la compétence « IRVE ».
- **Flambée des prix de l'énergie**
  - Actualités,
  - Situation des membres du groupement de commandes concernés par des augmentations très fortes de leurs factures énergétiques en 2022,
  - Différends avec EDF,
  - Achat d'énergie gaz et électricité pour 2023,
  - Information des membres du groupement.
- **Transition Energétique**
  - Devenir du budget annexe « production d'énergie renouvelable.
  - Modalités d'accompagnement des collectivités en matière de Production d'Energies renouvelables photovoltaïques.

Madame la Présidente rappelle qu'en fin de séance, elle invitera les trois associations caritatives à venir signer des conventions de partenariats, dans le cadre du soutien du Syndical à la précarité énergétique qui, dans le contexte actuel d'inflation galopante des prix des énergies, prend tout son sens.

Cette signature sera suivie d'un moment de convivialité autour d'un cocktail.

PRESENTATION DE LA TRIBUNE

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE présente les personnalités à ses côtés à la tribune, à savoir :

- Monsieur Marc LECERF, Vice-Président, en charge de la Transition Energétique,
- Monsieur Bruno DELIQUE, Directeur Général des Services,
- Monsieur Alban RAFFRAY, Directeur du Département Transition Energétique.

PROJET

NOMINATION DU SECRETAIRE DE SEANCE

Monsieur Cédric POISSON, représentant la Commission Locale d'Energie d'Isigny-Omaha Intercom, est nommé secrétaire de séance.

RAPPORT DE LA PRESIDENTE

APPROBATION DU PROCES-VERBAL DE LA SEANCE DU 16 JUIN 2022

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE soumet au Comité Syndical le procès-verbal de la réunion du 16 juin 2022, transmis aux représentants, en annexe A de la note de présentation, jointe à leur convocation.

Le Comité Syndical adopte le procès-verbal de la séance du 16 juin 2022, sans aucune observation.

MODALITES DES VOTES

Madame la Présidente, confirmant que, conformément à l'ordre du jour de la séance, seules des décisions d'intérêt commun seront soumises à approbation, propose d'utiliser le vote à main levée.

Le Comité Syndical valide le vote à main levée.

DECISIONS DE LA PRESIDENTE, EN VERTU DES DELEGATIONS DU COMITE SYNDICAL

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE rend compte des décisions qu'elle a prises, depuis le 16 juin 2022, en vertu de la délégation du Comité Syndical du 16 juin 2020, à savoir :

OBJET			
Transition énergétique	Conseil en Energie Partagé	Niveau 1	Adhésion des communes de Langrune-sur-Mer, Amfréville, Ablon, Cléville, Saint-Pierre-des-Ifs, Aubigny, Caumont-sur-Aure, Saint-Germain-le-Vasson, Vacognes-Neuilly, Victot-Pontfol, Ranville et St Denis de Méré
		Niveau 2	Adhésion des communes de Blangy-le-Château, Cléville, Aubigny, Caumont-sur-Aure, Saint-Germain-le-Vasson, Vacognes-Neuilly, Bernières-sur-Mer, Victot-Pontfol, Moyaux et Arganchy
	Compétence Contribution à la Transition Energétique : validation du financement du plan d'actions 2022 de la commune de Vire-Normandie		
	Aide financière pour la réalisation de l'audit énergétique de l'école de Quetteville		
	Subvention de 227 € à l'association « La Fresque du Climat »		

2022-04/CS/PV
Syndicat départemental d'énergies du Calvados

Mobilité durable	Aides financières	Acquisition d'un véhicule électrique (CC Cœur de Nacre, Douvres-la-Délivrande, Villers-Bocage)
		Acquisition de 18 cycles électriques (CC Cœur de Nacre)
Groupement achat d'énergie	Décision de défense des intérêts du SDEC ÉNERGIE dans l'instance n°2201826-3 introduite par ELECTRICITE DE FRANCE (EDF) devant le Tribunal Administratif de Caen	
Solidarité	Conventions de partenariats 2022 avec le secours Catholique (8 000 €), le secours Populaire (2 000 €) et la Croix Rouge Française (10 000 €)	
Relations usagers	Convention de partenariat avec le Conseil Départemental du Calvados relative aux actions des Points Info 14	

Elle rappelle que ces décisions sont à disposition de tous sur le site internet du syndicat, dans la rubrique du Recueil des actes administratifs.

Le Comité Syndical prend acte de l'ensemble des décisions présentées, mises en œuvre et publiées depuis le 16 juin 2022.

ETAT DES ADHESIONS ET DES TRANSFERTS DE COMPETENCES

- **Adhésion de la commune de Colombelles**

Madame la Présidente rappelle que le Comité Syndical du 16 juin dernier a délibéré en faveur de l'adhésion de la commune de Colombelles au Syndicat et le transfert de sa compétence « Eclairage Public » (1 500 foyers) avec les prestations optionnelles suivantes :

- 100 % lumière (renouvellement immédiat des appareils hors service),
- Visite au sol, à raison d'une visite par an et par foyer,
- Vérification, pose, dépose d'installations d'illuminations festives.

Conformément aux dispositions de l'article L 5211-18 du Code Général des Collectivités Territoriales, et après notification adressée à chacun des 525 membres du syndicat, ces derniers disposent de la faculté de s'exprimer sur cette demande jusqu'au 30 novembre 2022.

La majorité qualifiée est atteinte par délibération favorable ou absence de délibération des deux tiers des membres (350) représentant la moitié de la population totale du syndicat (354 532 habitants) ou par celle de la moitié des membres (263) représentant les deux tiers de la population totale (472 709 habitants).

A noter que, dans le cadre d'une adhésion, toute absence de délibération vaut avis favorable.

Madame la Présidente annonce qu'à ce jour, 203 délibérations favorables ont d'ores et déjà été réceptionnées, correspondant à 249 057 habitants.

Le Comité Syndical prend acte de cette communication.

PROJET

➢ **Transferts de compétences**

Depuis le Comité Syndical du 16 juin 2022, le Bureau Syndical, lors de ses séances des 8 juillet et 23 septembre 2022, a acté les nouveaux transferts de compétences sollicités.

Madame la Présidente a été chargée de les mettre en œuvre, tant sur les aspects patrimoniaux, financiers et techniques que pour tous les contrats qui y sont attachés.

Cette dernière présente les différents transferts concernés, à savoir :

➢ **Compétence « IRVE »**

Collectivité		
Agy	Frénouville	Ryes
Aubigny	Juaye-Mondaye	Saint-Jean-de-Livet
Barou-en-Auge	Le Marais-la-Chapelle	Saint-Martin-de-Mailloc
Belle-Vie-en-Auge	Lingèvres	Saint-Martin-de-Mieux
Bons-Tassilly	May-sur-Orne	Soignolles
Colombiers-sur-Seulles	Perrières	Touffreville
Cordebugle	Pierrefitte-en-Cinglais	Vicques
Epaney	Ranchy	Vignats
Etreham	Reux	Villy-Bocage
Foulognes	Rocques	

➢ **Compétence « Energies Renouvelables »**

Collectivité	Projet
La Hoguette	Mise en place d'une chaufferie bois énergie pour le projet de la mairie, de l'école et de la salle polyvalente

Au vu de l'ensemble de ces décisions, l'état actuel des 252 collectivités adhérentes au SDEC ÉNERGIE, par compétence transférée, est le suivant :

Electricité	Eclairage public	Signalisation lumineuse
480 communes 1 intercommunalité	450 communes 9 intercommunalités	45 communes

Gaz	Infrastructures de charges pour véhicules électriques	Energies Renouvelables
109 communes 1 intercommunalité	164 communes 1 intercommunalité	24 communes 3 intercommunalités

Contribution à la Transition Energétique	Réseaux publics de chaleur et/ou de froid
6 communes	1 commune

Le Comité Syndical prend acte de cette communication.

COMMISSIONS LOCALES D'ENERGIE

Madame la Présidente confirme que, compte-tenu de la participation des délégués en 2021 plus faible que celle des années précédentes, le Bureau Syndical a souhaité expérimenter une formule reposant sur :

- une visite technique d'une réalisation exemplaire : cette année, il s'agit du « bois énergie »
- un échange en salle en deux temps :
  - une thématique d'actualité : cette année : la Flambée des prix de l'énergie
  - de l'information personnalisée sur vos projets : travaux, mobilité, transition énergétique, éclairage public …

Ainsi, le SDEC ÉNERGIE organise ses Commissions Locales d'Energie du 5 au 18 octobre 2022, selon le planning suivant :

SECTEUR	CLE *(*Election)*	DATE - matin	VISITE INSTALLATION BOIS ENERGIE	SALLE REUNION
CAEN SUD	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON CINGAL-SUISSE NORMANDE CC VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON ET CINGAL-SUISSE NORMANDE PAYS DE FALAISE CC DU PAYS DE FALAISE	Mercredi 5 octobre	SAINT-REMY-SUR-ORNE Ecole / Mairie Chaudière granulés	SAINT-REMY-SUR-ORNE Salle polyvalente
CAEN EST	VAL ES DUNES NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE*	Vendredi 7 octobre	DOZULÉ Réseau de chaleur communal Bois déchiqueté	DOZULÉ Salle des fêtes
BESSIN	ISIGNY-OMAHA INTERCOM CC ISIGNY-OMAHA INTERCOM BAYEUX INTERCOM * CC BAYEUX INTERCOM SEULLES, TERRES ET MER	Lundi 10 octobre	CORMOLAIN Chaufferie bois - mairie	CORMOLAIN Salle des fêtes
PAYS D'AUGE NORD	TERRE D'AUGE * CC TERRE D'AUGE CŒUR COTE-FLEURIE PAYS DE HONFLEUR ET BEUZEVILLE	Mercredi 12 octobre	HONFLEUR Serres communales Chaudière bois déchiqueté	HONFLEUR Salle Carnot
LISIEUX	LISIEUX NORMANDIE * SIVOM D'ORBEC ET DE LA VESPIERE	Jeudi 13 octobre	COURTONNE LA MEURDRAC Chaufferie bois	GLOS Salle multi-activités Les Sorbiers
CAEN ET CAEN NORD	CŒUR DE NACRE CC CŒUR DE NACRE * CU Caen la mer Communes de la CU Caen la mer, membres du SDEC ÉNERGIE	Vendredi 14 octobre	DOUVRES LA DELIVRANDE La Baronnie Chaudière bois déchiqueté	ANGUERNY (COLOMBY-ANGUERNY) Salle de la Grange aux Dîmes
BOCAGE VIROIS	PRE BOCAGE INTERCOM CC PRE BOCAGE INTERCOM INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	Mardi 18 octobre	VASSY (Valdallière) Chaufferie bois et réseau de chaleur	VASSY (Valdallière) Salle de musique

PROJET

L'ordre du jour proposé aux maires, présidents et délégués du syndicat est le suivant :

9h30	Accueil café
9h30/10h30	**Visite d'une chaufferie bois**
10h30 en salle	**Elections** (selon CLE) **Flambée des prix de l'énergie :** quelles réponses apportées par le syndicat ?

9h30/10h30
 	
puis à partir de 12h
	• **Espace « Travaux sur les réseaux »**
	  ○ *Effacement « aides aux petites communes rurales »,*
	  ○ *Dématérialisation des autorisations d'urbanisme : plateforme PLAT'AU,*
	  ○ *Recensement des projets des collectivités.*
	• **Espace « Eclairage public – Signalisation lumineuse »**
	  ○ *Programme d'efficacité énergétique R30,*
	  ○ *Réorganisation du service,*
	  ○ *Recensement des projets des collectivités.*
	• **Espace « Mobilité »**
	  ○ *Schéma Directeur des IRVE,*
	  ○ *Recensement des projets des collectivités.*
	• **Espace « Transition énergétique »**
	  ○ *Rénovation énergétique : le logiciel de suivi des consommations ….*
	  ○ *Recensement des projets des collectivités.*

Cocktail déjeunatoire	

Il est rappelé que 5 Commissions Locales d'Energie seront concernées, par une phase d'élection suite à vacances de postes :

SECTEUR	CLE(**Election)*	DATE	Représentant sortant	Commune	CLE concernée par l'élection
CAEN EST	VAL ES DUNES **NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE***	Vendredi 7 octobre matin	Bertil SMORGRAV	Brucourt	**NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE**
BESSIN	ISIGNY-OMAHA INTERCOM CC ISIGNY-OMAHA INTERCOM **BAYEUX INTERCOM*** CC BAYEUX INTERCOM SEULLES, TERRES ET MER	Lundi 10 octobre matin	Jean-Marie GANCEL	Esquay-sur-Seulles	**BAYEUX INTERCOM**
PAYS D'AUGE NORD	**TERRE D'AUGE*** CC TERRE D'AUGE CŒUR COTE-FLEURIE PAYS DE HONFLEUR ET BEUZEVILLE	Mercredi 12 octobre matin	Didier ALPHONSE	Reux	**TERRE D'AUGE**
LISIEUX	**LISIEUX NORMANDIE*** SIVOM D'ORBEC ET DE LA VESPIERE	Jeudi 13 octobre matin	Charles-Henry LEBRUN	Coquainvilliers	**LISIEUX NORMANDIE**
CAEN ET CAEN NORD	CŒUR DE NACRE **CC CŒUR DE NACRE*** CU Caen la mer Communes de la CU Caen la mer, membres du SDEC ÉNERGIE	Vendredi 14 octobre matin	Christian PAU	Courseulles-sur-Mer	**CŒUR DE NACRE**

Le Comité Syndical prend acte de ces communications.

38EME CONGRES DE LA FNCCR

Comme annoncé à l'occasion des deux derniers Comités Syndicaux des 24 mars et 16 juin 2022, la FNCCR a organisé son 38ème congrès du 27 au 29 septembre 2022, à Rennes.

Madame la Présidente rappelle que ce congrès, de portée nationale et qui a réunie plus de 2 000 élus locaux, est un moment privilégié d'échanges et d'information avec les représentants de la Fédération. Les 10 séances plénières, 27 ateliers et 23 tables rondes proposés ont permis de traiter pleinement des problématiques locales des syndicats et de leurs collectivités :

- Flambée des prix de l'énergie
- Efficacité et sobriété énergique :
  - Rénovation énergétique des bâtiments publics
  - Transformation du parc d'éclairage public
- Energies renouvelables :
  - Mix énergétique pour 2030/2050
  - Nouveaux modèles économiques : autoconsommation, contrat direct…
  - Outils de massification des projets d'énergies renouvelables : SEM…
- Mobilité : les SD IRVE
- Bilan des nouveaux contrats de concession électrique : PPI…
- Devenir du FACÉ et de la TCCFE

Un certain nombre de personnalités été par ailleurs présent (2 ministres, de nombreux parlementaires, les Présidents et directeurs d'EDF, de GRDF, d'ENGIE …).

Le Territoire Energie Normandie – TEN – auquel sont adhérents les 5 syndicats d'énergie normands, dont le SDEC ÉNERGIE, y a tenu un stand très visité, illustrant ainsi la cynamique normande en matière de réseaux et d'énergie.

Le SDEC ÉNERGIE, notamment présent sur plus de la moitié des tables rondes, ateliers et plénières, y était représenté par 8 élus du Bureau Syndical (Mesdames GOURNEY-LECONTE, BAREAU et FLEURY et Messieurs LECERF, POULAIN, BOUJRAD, CAPOËN et RUON) et 13 agents.

Madame la Présidente est intervenue à la table ronde dédiée à la rénovation énergétique du bâti et des réunions de travail ont pu être organisées en marge de ce congrès (avec EDF et avec un opérateur local EnR photovoltaïque).

Deux motions ont été proposées et validées :

- ✓ Une motion relative à l'organisation du marché de l'électricité :
  - préservation des Tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz pour tous les consommateurs, y compris les collectivités locales et leurs groupements,
  - remise en cause du mécanisme d'établissement des prix de l'électricité et plus globalement une refonte de l'organisation du marché de l'électricité.
- ✓ Une motion sur la prolongation du programme ACTEE (ACTEE +).

Le Comité Syndical prend acte de cette communication.

PROJET

AGENDA DU COMITE SYNDICAL

Pour permettre à chacun de s'organiser au mieux et de réserver, notamment, les dates de réunions du Comité Syndical à l'avance, Madame la Présidente rappelle la prochaine date pour la fin d'année 2022 et présente les dates des séances du 1er semestre 2023, à savoir :

- **Jeudi 15 décembre 2022** - 14h00 – CCI Caen Normandie - St Contest,

- **Jeudi 9 février 2023** - 14h00 – CCI Caen Normandie - St Contest,
- **Jeudi 30 mars 2023** - 14h00 – CCI Caen Normandie - St Contest,
- **Jeudi 29 juin 2023** - 14h00 – CCI Caen Normandie - St Contest.

Le Comité Syndical prend acte de ces prochaines dates de séances.

DECOMPTE DES PRESENTS

Madame la Présidente annonce l'état des présents :

A l'ouverture de la séance :	Votes d'intérêt commun
Représentants	152
Représentants en exercice*	147
Quorum atteint à partir de	**74**
Présents	79
Pouvoirs	6
Total des votants	85

** Démission de Charles-Henry LEBRUN de Coquainvilliers (CLE de Lisieux-Normandie), de Bertil SMORGRAV de Brucourt (CLE de Normandie Cabourg Pays d'Auge), de Jean-Marie GANCEL d'Esquay-sur-Seulles (CLE de Bayeux Intercom), de Christian PAU de Courseulles-sur-Mer (CLE de Cœur de Nacre) et de Didier ALPHONSE de Reux (Terre d'Auge).*

Madame la Présidente annonce les pouvoirs réceptionnés, listés précédemment.

Le quorum étant atteint, les représentants peuvent valablement délibérer.

FINANCES

FINANCEMENT DES PARTICIPATIONS DES MEMBRES AUX TRAVAUX PAR FONDS DE CONCOURS

Par délibérations en date du 18 décembre 2014 et du 17 décembre 2015, le Comité Syndical a validé le principe de financement de la part à charge des collectivités par recours au fonds de concours, pour toutes les collectivités qui le souhaitent.

La mise en œuvre du fonds de concours réclame, des collectivités concernées et du SDEC ÉNERGIE, une délibération concordante pour chacun des dossiers pour lesquels ce financement est sollicité.

Madame la Présidente propose au Comité Syndical de se prononcer sur les 41 nouveaux projets présentés :

- Montant total des travaux HT : 2 331 415,86 €
- Montant global de la participation communale : 995 185,75 €
  - Montant des fonds de concours : 965 914,62 €
  - Montant du solde de fonctionnement : 29 271,13 €

La liste de ces dossiers a été transmise aux représentants du Comité Syndical, annexe B de la note de présentation, jointe à leur convocation.

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical d'approuver cette liste de 41 nouvelles demandes.

➔ **Délibération d'intérêt commun :**

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	147	79	6	85

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité :

- ***APPROUVE** la liste des 41 nouvelles demandes de financement de la part à charge des collectivités par recours au fonds de concours pour un montant total de 965 914,62 € ;*
- ***DIT** que les fonds de concours seront imputés en recette d'investissement au chapitre 13, du budget principal ;*
- ***CHARGE** Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer tous les actes et documents s'y rapportant.*

MOBILITES BAS CARBONE

SCHEMA DIRECTEUR DES IRVE : ETAT D'AVANCEMENT DE LA CONCERTATION

Madame la Présidente souligne toute l'importance de la démarche de concertation que le SDEC ÉNERGIE porte dans le cadre de l'élaboration de ce Schéma Directeur. L'enjeu pour ses territoires est primordial.

Il est possible de remarquer, au travers l'exercice de la compétence d'AOM que la plupart des EPCI du Calvados ont pris, que la structuration homogène d'un réseau de bornes électriques participe au développement et à l'attractivité des territoires.

Cette concertation avec les élus locaux et toutes les parties prenantes est donc une phase primordiale à l'établissement d'un schéma directeur que le Syndicat veut à la fois ambitieux et réaliste.

Ambitieux, car ce futur schéma directeur devra répondre à des besoins d'équipements à adapter en fonction de la réalité de chacun des territoires : urbain, rural ou touristique… mais aussi à l'évolution des usages et au développement important de la mobilité bas carbone.

PROJET

Réaliste, car il s'agit de bien gérer l'argent public dans le contexte particulièrement évolutif de la mobilité bas carbone : les technologies évoluent, de nouveaux acteurs économiques apparaissent sans parler du coût de l'énergie qui augmente fortement.

Ce sont ces enjeux qu'il est possible de retrouver en filigrane derrière ce schéma directeur qui devra probablement être révisé pour tenir compte de ces réalités.

C'est pour cela que la question des investissements à réaliser dès 2023 et celle du mode de gestion de cette compétence à échéance 2024 seront abordées.

Madame la Présidente laisse la parole à Messieurs Bruno DELIQUE et Alban RAFFRAY.

Ces derniers rappellent que la concertation a été lancée lors d'une réunion de lancement le 17 mai 2022 à Biéville-Beuville. 180 participants ont ainsi pu assister à la présentation de la méthodologie de concertation : mise en place des entretiens et des ateliers, réunion de restitution, différentes étapes d'élaboration.

20 entretiens de concertation ont ensuite été menés entre fin juin et fin août 2022 avec les 16 EPCI, la Région, Enedis, Aucame et un certain nombre d'associations. Il ressort de ces premiers entretiens :

- la validation du scénario 2 et des actions proposées suite au diagnostic ;
- la confirmation de la cohérence d'ensemble avec les documents d'urbanisme, certains autres documents - PCAET devront être affinés (chiffrage….),
- la détermination de nouveaux besoins avec un nombre de points de charge revu légèrement à la hausse (86 points de charge),
- des questionnements sur le traitement des parkings et sur la planification de la mise en œuvre du SDIRVE.

Le 20 septembre dernier, une réunion de restitution de cette 1ère phase de concertation a été proposée à l'ensemble des parties prenantes :

- Retour sur les entretiens avec présentation des premiers éléments quantifiés et cartographiés à la maille des communautés de communes,
- Information sur le déroulé des prochains ateliers de concertation avec les communes :
  - ✓ Echanges sur la déclinaison locale de la stratégie de déploiement des IRVE,
  - ✓ Echanges sur l'implantation, les quantités de bornes de recharge et leurs conditions de mise en œuvre.

  Les 16 ateliers se teindront d'octobre à novembre – Des modalités de concertation avec la Communauté Urbaine Caen la mer seront adaptées.

Le Comité Syndical prend acte de cette communication.

MISE EN PLACE D'UN PROGRAMME D'INVESTISSEMENT « RELAIS »

La phase actuelle de concertation / approbation du futur Schéma Directeur des IRVE et les études lancées sur la pertinence du mode de gestion de cette compétence par le syndicat (Cf. point suivant - Mode de gestion de la compétence IRVE), ne peuvent conduire à un arrêt prolongé des investissements nécessaires.

En effet, le développement important du nombre de véhicules électriques crée des besoins nouveaux d'équipement de bornes de recharge notamment :

- en secteur urbain (rechargement la nuit des véhicules – bornes rapides …) ;
- en secteur d'intérêt touristique ;
- pour pré-équiper des parkings publics en cours d'aménagement et qui seront éligibles à la réglementation en matière d'équipement d'IRVE.

2022-04/CS/PV
Syndicat départemental d'énergies du Calvados

Ces besoins d'implantation de bornes nouvelles sont exprimés par les collectivités au travers des réunions de concertation actuelles, d'échanges en Comité Syndical ou de demandes formelles reçues par les services.

Il s'avère donc pertinent dans la période transitoire qui précède la mise en œuvre du futur schéma directeur de déploiement des IRVE, de pouvoir anticiper les besoins d'équipement qui seront confirmés par le schéma directeur, approuvé et décliné à partir de l'année 2024, et ce, dans le cadre du futur mode de gestion du service de Mobilité.

Compte tenu de la disponibilité en capacité d'investissement du budget annexe dédié à la Mobilité, il sera proposé la mise en œuvre, dès 2023, d'un programme « relais » qui prendrait les caractéristiques suivantes :

- Montant alloué au programme : 1 million d'euros : financement SDEC ÉNERGIE – budget annexe « mobilité » ;
- Sur la base du besoin de bornes défini dans le projet de schéma au stade de la concertation ;
- Prise en charge de l'investissement et du fonctionnement par le syndicat ;
- Mise à disposition gratuite des terrains par la collectivité dans le cadre d'un transfert de la compétence.

Le nombre de bornes, dans la limite du budget alloué pour le programme relais (pour l'année 2023), sera proratisé sur chaque territoire (échelle de l'EPCI) et chaque territoire disposera d'un droit de tirage à hauteur du nombre de bornes proratisé :

Type de localisation	Parkings publics			Gares - pôles multimodaux	Copropriétés sans parking	Zones de covoiturage et autres	Axe de transit	Total général HT
Puissance En KVa	3	7	22	7	3	100	150	
Nombre de PDC*	25	44	54	15	21	15	0	174
Coût de PDC en €HT	70 000	220 00	270 000	70 000	60 000	310 000	0	1 000 000

** Point de charge : une borne dispose selon sa puissance de 1 ou 2 points de charge.*

Pour toute demande, non éligible à ce dispositif, le taux d'aide du syndicat sera celui des aides définies par le Comité Syndical pour l'année 2023.

Des recherches de financement seront entreprises auprès des autres financeurs pour l'investissement (Advenir, Face….).

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical d'approuver la mise en place d'un programme d'investissement « Relais » d'un million d'euros HT pour la réalisation d'infrastructures de recharge par anticipation du futur schéma directeur de déploiement des IRVE.

➔ **Délibération d'intérêt commun :**

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	147	79	6	85

PROJET

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, à l'unanimité :

- ***DECIDE** la mise en place d'un programme d'investissement « Relais » d'un million d'euros HT pour la réalisation d'infrastructures de recharge par anticipation du futur schéma directeur de déploiement des IRVE ;*
- ***DIT** que la dépense sera imputée à l'article 2315 du budget annexe « Mobilité Durable » ;*
- ***CHARGE** Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer tous les actes et documents s'y rapportant.*

MODE DE GESTION DE LA COMPETENCE « IRVE »

Madame la Présidente rappelle que dans le cadre de l'exercice de la compétence « Infrastructures de Recharge pour Véhicules Electriques ou hybrides rechargeables - IRVE », le SDEC ÉNERGIE a organisé le déploiement de cette compétence dans l'objectif de répondre aux demandes de ses adhérents dans la réalisation de leurs projets d'investissement. Cela se traduit très concrètement par la mise en place des dispositions suivantes :

- La création d'une régie à autonomie financière sans personnalité morale par délibération du Comité Syndical du 12 décembre 2017 ;
- Le vote d'un budget annexe dédié à l'exercice de cette compétence ;
- L'attribution d'une dotation initiale venant du budget principal ;
- La structuration au sein du SDEC ÉNERGIE d'un service dédié.

Ce SPIC devrait réglementairement s'équilibrer par les recettes provenant de l'utilisation des IRVE par les usagers, mais ce n'est pas le cas malgré l'augmentation régulière du nombre de sessions et l'adaptation de la tarification.

Cette situation interroge, à la veille d'un déploiement important d'IRVE dans les mois qui vont suivre l'approbation du SD IRVE en cours d'établissement.

La question du mode de gestion de cette compétence est donc à poser, dès à présent, afin que le syndicat dispose concomitamment d'un SD IRVE approuvé apportant une bonne lisibilité des besoins d'équipements nécessaires à 3/5 ans, d'une expertise juridique et financière, du mode de gestion le plus approprié.

Pour ce faire, le syndicat a donc engagé un processus d'évaluation du futur mode de gestion de cette compétence par un cabinet extérieur, qui se structure en trois phases :

a. L'analyse du mode de gestion actuel en régie sur les plans juridique, économique et administratif, au regard de l'évolution attendue du réseau ;
b. L'identification du ou des modes de gestion les plus pertinents dans une optique de développement du réseau IRVE ;
c. L'élaboration de l'étude économique et financière détaillée du mode de gestion identifié.

La planification de cette étude doit permettre la saisine du Comité Syndical au plus tôt le 15 décembre 2022, si un autre mode de gestion que l'actuel s'avère pertinent.

Le Comité Syndical prend acte de cette communication.

PROJET

2022-04/CS/PV
Syndicat départemental d'énergies du Calvados

FLAMBEE DES PRIX DE L'ENERGIE

Madame la Présidente rappelle que ce n'est pas la première fois que le Comité Syndical aborde ce sujet d'importance qui, par ailleurs, est également le principal sujet des Commissions locales d'Energie qui viennent de commencer à se réunir.

Comme évoqué en début de séance, le dernier congrès de la FNCRR y a également consacré un large temps d'échanges avec les tous les élus des différents syndicats d'énergie de France.

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE a, en outre, elle-même eu l'occasion de s'entretenir avec la sous-préfète de Vire et le Préfet du Calvados, tant le sujet impacte les citoyens, mais aussi les collectivités.

Madame la Présidente annonce qu'une réunion spéciale avec tous les membres du groupement de commandes sera organisée dans cette même salle, le mardi 25 octobre prochain.

Elle laisse la parole à Messieurs Bruno DELIQUE et Alban RAFFRAY pour dresser un état d'avancement de la situation locale.

ACTUALITES

Pour rappel, pour 2023, les dernières annonces gouvernementales portent sur :

- Le prolongement du bouclier tarifaire avec une augmentation des TRV de l'électricité et du gaz de 15 % (sans bouclier tarifaire les prix seraient multipliés par 2.2) ;
- Le versement d'un chèque énergie exceptionnel à douze millions de foyers français les plus modestes d'un montant de 100 € ou 200 € ;
- Un plan général de sobriété énergétique présenté début octobre avec un objectif de diminution des consommations de gaz et d'électricité pour cet hiver de 10 % ;
- La présentation, fin septembre, d'un projet de loi en Conseil des ministres pour accélérer la mise en service des énergies renouvelables.

Sur ce dernier point, à la suite de la publication au cœur de l'été de deux textes législatifs comportant des dispositions relatives au secteur de l'énergie (la loi du 16 août 2022 portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat et la loi également du 16 août 2022 de finances rectificatives pour 2022), le Gouvernement a soumis, pour avis, au Conseil d'État un avant-projet de loi d'accélération des énergies renouvelables, qui devrait être présenté au Conseil des ministres dans les prochaines semaines, avant d'être examiné par le Parlement.

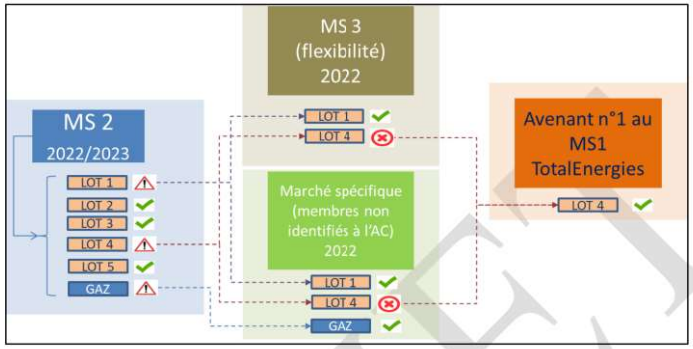
Le Comité Syndical prend acte de cette communication.

SITUATION DES 28 MEMBRES DU GROUPEMENT DE COMMANDES CONCERNES PAR DES AUGMENTATIONS TRES FORTES DE LEURS FACTURES ENERGETIQUES EN 2022

Suite à un différend lors des opérations de bascule entre le Marché Subséquent 1 (MS1) et le Marché Subséquent 2 (MS2) en octobre 2021, le SDEC ÉNERGIE a été obligé de relancer fin 2021 une consultation pour certains contrats de type C2 (« Tarif Vert » – Puissance > 250 KVA à courbe de charge télé relevée : télé relevés toutes les 10 minutes. A l'inverse du compteur C3 : courbe de charge profilée prise en compte par le biais de relevés d'index mensuels.

Cette consultation ayant été infructueuse – pas d'offre de prix, le syndicat s'est rapproché de TotalEnergies (titulaire du lot 4 – MS1 pour négocier la reprise des contrats sortis de son périmètre, mais non repris par EDF (nouveau titulaire du MS2-lot 4).

Ainsi, pour l'achat d'énergie en 2022, la situation se schématise comme suit :



L'avenant n°1 au marché subséquent n°1 du lot 4 a donc été conclu en décembre 2021 pour prolonger la durée de fourniture du marché (MS1) jusqu'au 31 décembre 2022, avec de nouveaux tarifs déterminés dans une période caractérisée par une hausse incontrôlée des prix :

Cadrans horaires	Tarif de l'électricité en € / KwH pour 2022 *(1/3 de la facture)*
Pointe	1 109,18 €
HPH – Heures Pleines Hiver	706,40 €
HCH – Heures Creuses Hiver	187,38 €
HPE - Heures Pleines Eté	122,61 €
HCE– Heures Creuses Eté	36,90 €

Une nouvelle procédure de consultation pour couvrir l'année 2023 s'est soldée, de nouveau, par une infructuosité.

Un avenant °2 au marché subséquent n°1 du lot 4 va être passé pour modifier celui en cours, prolonger la période de fourniture jusqu'à fin 2023 et réviser les tarifs à la baisse :

	Avenant MS1 De janv à sept 2022	À partir du 1er octobre 2022	Après échanges prix 2023
Pointe	1 109,18 €	73,22 €	74,86 €
HPH	706,40 €	60,20 €	39,53 €
HCH	187,38 €	38,31 €	39,38 €
HPE	122,61 €	40,02 €	28,46 €
HCE	36,90 €	26,09 €	10,65 €

Le Comité Syndical prend acte de cette communication.

2022-04/CS/PV
Syndicat départemental d'énergies du Calvados

DIFFERENDS AVEC EDF

La société EDF, titulaire des lots 1 - PDL raccordés en BT avec une puissance ≤ 36 KVa (C5) hors éclairage public et signalisation lumineuse et 4 – PDL raccordés en HTA à courbe de charge mesurée (C2) - du marché subséquent n°2, portant sur l'achat d'électricité pour la période 2022 et 2023, a adressé le 21 avril dernier, deux mémoires en réclamation (1 pour chaque lot), en réponse aux deux courriers du Syndicat du 22 février 2022 (un pour chaque lot).

Le différend qui oppose le SDEC ÉNERGIE à EDF porte sur le calcul des prix définitifs des bordereaux des prix de ces 2 lots :

- Interprétation divergente de la clause d'optimisation (SWAP ARENH) : sa mise en œuvre automatique par EDF est contestée par le syndicat. Pour le Syndicat, la clause d'optimisation devait être déclenchée par le SDEC ÉNERGIE et son application pouvait alors être mise en œuvre selon la méthode décrite par EDF dans son offre acceptée ;
- Conséquence : un prix de l'électron (en €/MWh) multiplié par 2 s'il est appliqué le BPU EDF.

Pour rappel, plusieurs actions ont été engagées :

- Demande du SDEC ÉNERGIE d'appliquer, pour 2022, le BPU calculé par le syndicat ; EDF a signé ce BPU avec réserves ;
- Engagement d'un processus d'échanges entre EDF et le Syndicat, coordonnateur du groupement, pour tenter de rapprocher nos positions divergentes ;
- Le Comité Syndical du 16 juin 2022 a acté de la poursuite au-delà du 20 juin des négociations (jusqu'au 20 octobre 2022).

L'écart cumulé entre les deux BPU est de :

- 2M€ (après ARENH+) pour 2022 *(uniquement sur la partie « fourniture d'énergie »)* ;
- 5M€ pour 2023 *(montant non consolidé restant à confirmer).*

EDF propose de prendre en charge 60 % de cet écart, soit 1,2 M€ pour 2022 *(le reste, soit 0,8 M€, à charge de chacun des membres du groupement).*

A la suite de cette phase de conciliation, il demeure des points de divergence :

- Pour 2022 : le SDEC ÉNERGIE souhaite une prise en charge du surcoût plus importante par EDF;
- Les 2 mémoires en réclamation et la saisine du TA ne portent que sur 2022 / quid de 2023 ?
- Pour formaliser un éventuel accord :
  - le SDEC ÉNERGIE s'appuie sur l'acte constitutif du groupement de commandes qui l'autorise à passer des avenants aux marchés.
  - EDF considère qu'il faut formaliser l'accord par un protocole transactionnel, car l'avenant s'exposerait à un refus du contrôle de légalité.

Malgré cela, EDF a préféré, par sécurité, saisir le Tribunal Administratif (TA) de Caen le 8 août 2022, tout en souhaitant poursuivre les discussions. La saisine du TA de CAEN par EDF porte sur :

- La responsabilité contractuelle pour faute du SDEC ÉNERGIE : en refusant l'application de la clause dite de SWAP, comme elle est décrite dans le mémoire technique d'EDF ;

Ou

- La responsabilité contractuelle sans faute du SDEC ÉNERGIE pour imprévision ;
- Demande de versement de 3.5 M€ au SDEC ÉNERGIE pour 2022.

Suite à la saisine du TA par EDF, le Cabinet SEBAN Associés a été désigné par la Présidente pour représenter les intérêts du syndicat, coordonnateur du groupement de commandes.

PROJET

Par ailleurs, le SDEC ÉNERGIE a saisi le Préfet du Calvados pour la mise en œuvre d'une médiation juridique.

De son côté, EDF sollicite une rencontre avec son directeur Commerce Ouest.

Le Syndicat qui continue à informer les membres du groupement, est ouvert à la négociation, mais dans le cadre strict du mandat qui lui a été confié via l'acte constitutif du groupement de commandes, et conserve un positionnement ferme, laissant le juge décider.

Le Comité Syndical prend acte de cette communication.

ACHAT D'ENERGIE GAZ ET ELECTRICITE POUR 2023

L'ensemble des prises de position, tant en électricité qu'en gaz pour 2023, est, à ce jour, réalisé.

Les tarifs définitifs de ces deux énergies pour 2023 restent à consolider, mais, dès à présent, les tendances peuvent être données afin que les membres concernés, dans le contexte inflationniste actuel, puissent prendre leurs dispositions, notamment dans le cadre de l'élaboration budgétaire 2023.

Sur la base de l'évolution estimée des factures d'énergies des membres du groupement pour 2023 par rapport à 2022, à périmètre de consommation égale, en fonction des différents types de contrats et de marchés (tableaux ci-après), chaque membre du groupement de commandes peut mieux cerner l'impact budgétaire de ses factures énergétiques.

Pour ce faire, sur le site internet du SDEC ÉNERGIE, chaque membre du groupement de commandes dispose du rattachement de chacun des points de livraison le concernant à un des marchés ci-après.

➢ **Marché subséquent n°2 – Gaz**

Fournisseur	Prix moyen de la partie « fourniture » de la facture en € HTT/ MWh		Impact estimé sur la facture 2023
	2022	2023	
EDF	19,2 €	60,0 €	+ 100 à + 150 %

➢ **Marché spécifique** *(hors accord cadre)* **– Gaz**

Fournisseur	Prix moyen de la partie « fourniture » de la facture en € HTT/ MWh		Impact estimé sur la facture 2023
EkWateur	74 €	254 €	+ 100 %

➢ **Marché subséquent n°2 – Electricité**

N° du lot et points de livraison concernés		Fournisseur	Prix moyen de la partie « fourniture » de la facture en € HTT/ MWh		Impact estimé sur la facture 2023 / facture 2022	Commentaires
			2022	2023		
1	Raccordés en BT avec une puissance ≤ 36 kVa (C5) *hors éclairage public et signalisation lumineuse*	EDF	59 €	123 €	+ 35 à + 40 %	*Litige en cours avec EDF : peut augmenter le coût de la facture 2022 et 2023 de 15% supplémentaire – nécessité de provisionner en 2023*
2	Installations d'éclairage public ou signalisation lumineuse raccordés en BT avec une puissance ≤ 36 kVA (C5)	PLUM	89 €	443 €	+ 100 à + 150 %	-
3	Raccordés en BT avec une puissance > 36 kVA (C4) ou en HTA à courbe de charge profilée (C3)	Total-Energies	56 €	42 €	- 5 % à - 10 %	-
4	Raccordés en HTA à courbe de charge mesurée (C2)	EDF	52 €	95 €	+ 25 % à + 30 %	*Litige en cours avec EDF : peut augmenter le coût de la facture 2022 et 2023 de 15% supplémentaire nécessité de provisionner en 2023*
5	A haute valeur environnementale	ENERCOOP	83 €	83 €	Stabilité	

➢ **Marché subséquent n°4 – Electricité**

N° du lot et points de livraison concernés		Fournisseur	Prix moyen de la partie « fourniture » de la facture en € HTT/ MWh		Impact estimé sur la facture 2023	Commentaires
			2022	2023		
1	Raccordés en BT avec une puissance ≤ 36 kVA (C5) *hors éclairage public et signalisation lumineuse*	PLUM	292 €	532 €	+ 30%	Fait suite au marché subséquent n°3 – 2022 (flexibilité)

➢ **Marché spécifique** *(hors accord cadre)* **– Electricité**

N° du lot et points de livraison concernés		Fournisseur	Prix moyen de la partie « fourniture » de la facture en € HTT/ MWh		Impact estimé sur la facture 2023
			2022	2023	
1	Raccordés en BT avec une puissance ≤ 36 kVA (C5) - *hors éclairage public et signalisation lumineuse*	EkWateur	136 €	711 €	+ 140 %

PROJET

➢ Avenant au marché subséquent n°1 – Electricité

N° du lot et points de livraison concernés		Fournisseur	Prix moyen de la partie « fourniture » de la facture en € HTT/ MWh		Impact estimé sur la facture 2023
4	Raccordés en HTA à courbe de charge mesurée (C2)	TotalEnergies	240 €	32 €	-30%

Le Comité Syndical prend acte de cette communication.

INFORMATION DES MEMBRES DU GROUPEMENT

Monsieur Bruno DELIQUE confirme que le contexte exceptionnel, auquel tout le monde est aujourd'hui confronté, réclame des mesures d'information renforcées des membres du groupement. Il présente l'ensemble des actions proposées par le Syndicat :

- Mail aux collectivités concernées par l'avenant n°2 « TotalEnergies » les informant de la réduction des tarifs dès le 1er octobre 2022 et pour l'année 2023,
- Courrier à chacun des membres du groupement les informant du niveau des prix de l'électricité et du gaz pour 2023, pour leurs différents contrats, avec rappel des tarifs 2022,
- Information des représentants du Comité Syndical lors de cette séance du 6 octobre 2022,
- Information des maires et délégués du syndicat dans le cadre des Commissions Locales d'Energie qui se tiennent du 5 au 18 octobre 2022,
- Courrier spécifique aux collectivités ayant transféré la compétence « Eclairage public » pour leur préciser le montant de leur future facture énergétique 2023 (préparation budgétaire 2023),
- Réunion d'information, en présentiel et distanciel, avec les élus de tous les membres du groupement de commandes le mardi 25 octobre à 10h30 dans la salle Normandie de la CCI Caen Normandie.

Le Comité Syndical prend acte de cette communication.

TRANSITION ENERGETIQUE

Madame la Présidente confirme, qu'avec cette crise, la question, notamment de la production d'énergie renouvelable, et en particulier issue du photovoltaïque, est de plus en plus prégnante.

Le syndicat y a déjà répondu en installant sur des toitures de bâtiments publics des panneaux qui injectent leur production électrique dans le réseau.

Il faut se poser la question de la stratégie que doit développer le SDEC ÉNERGIE pour mieux accompagner les collectivités dans le développement de ce type d'installation.

C'est pour cela que le Bureau Syndical et la commission « Transition Energétique », que porte Monsieur Marc LECERF, ont travaillé pour modéliser ce que pourrait être le niveau d'accompagnement du Syndicat auprès des collectivités.

Elle lui laisse la parole.

2022-04/CS/PV
Syndicat départemental d'énergies du Calvados

DEVENIR DU BUDGET ANNEXE « PRODUCTION D'ENERGIE RENOUVELABLE »

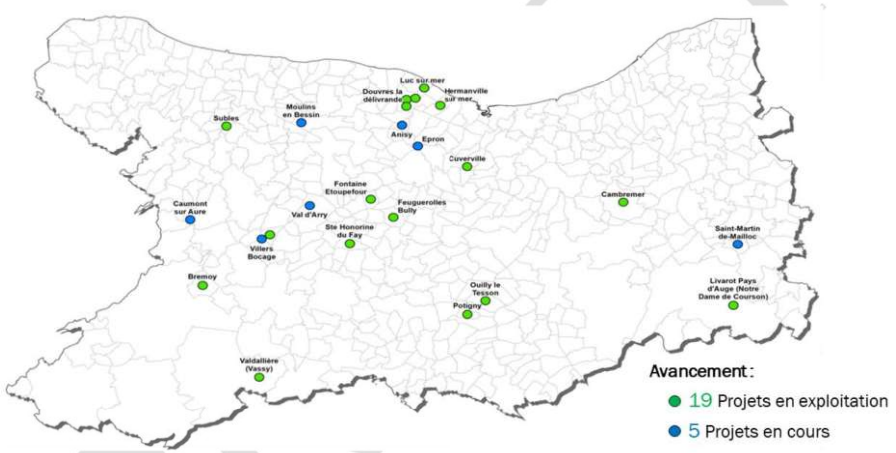
Monsieur Marc LECERF, Vice-Président en charge de la Transition Energétique, rappelle que, depuis 2018, par la création d'une régie à autonomie financière sans personnalité morale - délibération du Comité Syndical du 12 décembre 2017, le SDEC ÉNERGIE accompagne les collectivités qui le souhaitent dans le développement de la production photovoltaïque sur toiture des bâtiments publics.

Les projets développés jusqu'alors étant exclusivement de la vente d'électricité renouvelable par injection sur le réseau de distribution, l'activité relève donc d'un service public industriel et commercial (SPIC).

A ce titre, cette compétence s'est structurée, dès son origine, au travers d'un budget annexe dédié, doté d'une dotation initiale d'1.5 M€ venant du budget principal.

Cette organisation présente un bilan solide puisque le SDEC ÉNERGIE en quelques années, revendique la réalisation et le financement de 20 projets de production photovoltaïque sur toiture de bâtiments publics.

Il s'agit exclusivement de projets de faibles importances (< 100KWc), implantés dans des petites communes rurales :



Chaque opération trouve son équilibre financier, l'investissement et les frais d'exploitation annuels étant intégralement couverts par le produit de la vente d'électricité et par un forfait maintenance acquitté annuellement par la collectivité.

En moyenne, après une quinzaine d'années de production, l'investissement est amorti et le résultat annuel positif est partagé à 50 % entre le syndicat et la collectivité.

Ce budget annexe s'équilibre progressivement au point qu'en 2022, la subvention d'équilibre votée au Comité Syndical de décembre sera extrêmement faible voire inexistante.

Malgré cela, le retour moyen d'investissement de chacun des projets étant de 15 ans, la dotation initiale de 1.5M €, consommée au fil des années depuis 2018, n'a pu être reconstituée, afin de pouvoir financer de nouvelles opérations.

La dotation initiale de la régie « ENR » devrait être entièrement consommée en fin d'année 2022 ou début 2023.

La réglementation actuelle ne permet pas de doter à nouveau ce budget : cette situation réglementaire est particulièrement pénalisante pour les collectivités exposées à la flambée des prix des matières premières et du coût des énergies et souhaitant, par ailleurs, s'inscrire pleinement dans les objectifs des PCAET de leur territoire.

PROJET

Les collectivités expriment donc de fortes attentes d'accompagnement du syndicat pour mettre en place des actions opérationnelles qui permettent :

- de favoriser la production locale d'énergies renouvelables, y compris pour les plus petites communes ;
- de maîtriser les dépenses de fonctionnement liées à la production et à la consommation des énergies ;
- d'encourager l'autoconsommation individuelle ou collective des énergies produites.

La question de l'outil financier pour répondre aux besoins des membres du SDEC ÉNERGIE est donc posée.

Le Comité Syndical prend acte de cette communication.

MODALITES D'ACCOMPAGNEMENT DES COLLECTIVITES EN MATIERE DE PRODUCTION D'ENERGIES RENOUVELABLES PHOTOVOLTAÏQUES

Monsieur Marc LECERF, Vice-Président en charge de la Transition Energétique, précise donc que, dans ce cadre, il est apparu opportun au Bureau Syndical de proposer des niveaux d'accompagnement, en matière d'EnR photovoltaïque, en fonction des différentes typologies de projets, à savoir :

1. Projets de petite taille ≤ à 100 kWc (surface de panneaux est d'environ 600 m² - salle des fêtes, écoles, mairie, gymnase, ...)

Ce sont ces types de projets qui, à partir de 2023, ne peuvent plus être réalisés en l'état par le syndicat.

Ces projets de faibles importances n'intéressent pas les investisseurs privés mais les communes rurales portent de l'intérêt pour ce type d'opération.

Deux options sont possibles :

	Poursuite du fonctionnement actuel comme aujourd'hui	Fonctionnement sans transfert de compétence
	Injection dans le réseau ou auto consommation individuel ou collective si possibilité	
	Transfert de compétence	Mandat de maîtrise d'ouvrage
Modalités d'intervention du syndicat	Ingénierie technique et financement des projets par le SDEC ÉNERGIE SPIC / Budget annexe	Ingénierie technique du SDEC ÉNERGIE : recherche de financement / études techniques / consultation des entreprises / suivi des travaux / réception.. Investissement est porté par le collectivité Le syndicat ne gère pas les contrats d'achats, il peut éventuellement se positionner comme PMO
Avantage	Maîtrise totale des projets : investissement / exploitation	Possibilité d'accompagner un grand nombre de projets à long terme
Point de vigilance / conditions ...	Nécessite l'accord pour une nouvelle dotation Capacité d'intervention limitée au budget alloué	Le syndicat ne s'occupe plus nécessairement de l'exploitation

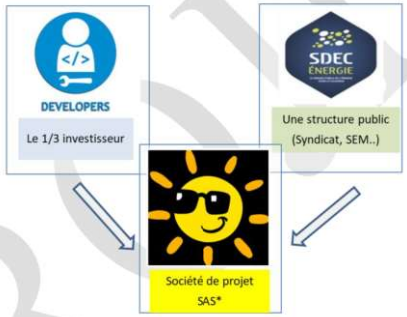
2. Projets de taille moyenne entre 100kWc et ≤ à 500 kWc (surface de panneaux jusqu'à 3 000 m² - ombrière de parking, toitures conséquentes...)

Le gisement est intéressant et paraît exploitable sur cette tranche de puissance (parking, infrastructures sportives, tribune de stade, terrain de tennis, boulodrome, ombrière de parking, toitures conséquentes...).

Une évaluation des potentiels à l'échelle des EPCI est en cours, dans le cadre d'une des actions portées par la Commission Consultative pour la Transition Energétique.

Le modèle de mise en œuvre de cette action s'appuie sur un partenariat avec un développeur permettant de massifier les projets, de bénéficier de compétences solides en matière de développement, non disponibles aujourd'hui au sein du SDEC ÉNERGIE pour cette typologie de projets, et d'optimiser les coûts et la viabilité des projets grâce à un partenaire intéressé – création d'une SAS dédiée :

- Le syndicat identifie les projets potentiels avec les collectivités.
- Le 1/3 investisseur réalise l'étude -> Si favorable :
  - La collectivité doit mettre en concurrence soit par un AMIC - *Appel à manifestation d'intérêt concurrentiel*, soit par une manifestation d'intérêt spontanée ;
  - La collectivité met à disposition du terrain contre perception d'un loyer si possibilité.
  - Le 1/3 investisseur réalise et exploite l'installation.



** Gouvernance : en général 60 /40 (majorité privé) / Possibilité de faire rentrer les citoyens (associations) / Si EPCI intéressé pour investir sur son territoire : possibilité de créer une filiale.*

L'intérêt de cette démarche :

- Permet de s'appuyer sur un professionnel qui dispose des compétences et de l'expertise sur le développement de ce type de projet ;
- Investissement limité pour le syndicat (10 % de fonds propres) pour financer les projets / TRI rapide ;
- La SAS verse un loyer à la collectivité (si possible) ;
- Cela favorise l'auto consommation individuelle si possible ou l'auto consommation collective.

Ce dispositif est déjà assez largement développé dans un grand nombre de territoires, notamment dans le grand ouest.

PROJET

3. Projets de grande taille > à 500 kWc dont la surface de panneaux peut être sur plusieurs hectares (projet au sol, ZAC, ...)

Actuellement, le syndicat intervient, au cas par cas, au gré des sollicitations (Fieffé à Vire, ZAC de Douvres...).

De nombreuses opportunités ont été recensées ces derniers trimestres : Lisieux, Touffreville, Deauville, NCPA, etc. et le syndicat est régulièrement sollicité par des développeurs.

Une stratégie de positionnement est nécessaire sur ce type de projet, soit le syndicat :

- se positionne, au coup par coup, comme actuellement, et, dans ce cas, n'intervient pas aux côtés des collectivités dans leurs relations avec les développeurs ;
- accompagne le développement des grands projets sur le territoire via une structure, à créer, de type SEM – GIE : cette possibilité demande un investissement financier non-négligeable et une maîtrise partagée des projets avec les partenaires. A noter, qu'un grand nombre de syndicats d'énergie en France sont actuellement partie prenante d'une SEM.

En synthèse :

Le Comité Syndical prend acte de cette communication.

L'ordre du jour étant épuisé, Madame Catherine GOURNEY-LECONTE remercie les élus pour leur présence et rappelle les dates et lieux des prochaines assemblées plénières :

- Jeudi 15 décembre 2022 – 14h00 – CCI Caen Normandie à Saint-Contest,
- Jeudi 9 février 2023 - 14h00 – CCI Caen Normandie à Saint-Contest,
- Jeudi 30 mars 2023 - 14h00 – CCI Caen Normandie à Saint-Contest,
- Jeudi 29 juin 2023 - 14h00– CCI Caen Normandie à Saint-Contest.

2022-04/CS/PV
Syndicat départemental d'énergies du Calvados

Elle lève la séance à 16h00 et invite les élus du Comité Syndical à assister à la signature des conventions de soutien aux associations pour le traitement d'impayés de factures d'énergie en présence Monsieur Edouard-Guy LECLERC, Président de la Croix Rouge Française, de Madame Colette JOURDAIN, Vice-présidente de la délégation du Secours Catholique et de Monsieur Nicolas Champion, Directeur et Secrétaire Général du Secours Populaire Français.

Le Secrétaire de séance, La Présidente,

Cédric POISSON Catherine GOURNEY-LECONTE

PROJET

CcTE
La Commission Consultative pour la Transition Énergétique

Liste des membres

de la Commission consultative pour la transition énergétique

Représentants des EPCI à fiscalité propre

EPCI	Nom	Prénom	Fonction
Communauté de communes Isigny Omaha Intercom	LEVEQUE	Anthony	conseiller communautaire
	POISSON	Cédric	conseiller communautaire
Communauté de communes Bayeux intercom	AUTIN	Huguette	conseiller communautaire
	LEPAULMIER	Jean	conseiller communautaire
Communauté de communes Pré-Bocage Intercom	BRECIN	Jean-Yves	vice-président Prospective et animation territoriale
	DELAMARRE	Bruno	vice-président environnement
Communauté de commune Intercom de la Vire au Noireau	DESQUESNE	Valérie	vice-président Grand et Petit Cycle de l'Eau
	GOURNEY-LECONTE	Catherine	vice-présidente Protection et Mise en Valeur de l'Environnement, Transition Énergétique, Mobilité
Communauté de communes Seulles Terre et Mer	LABBEY	Philippe	conseiller communautaire
	LEMOUSSU	Daniel	Vice-président Protection de l'Environnement, de la Transition Energétique, du Développement Durable et de la Gestion des ordures ménagères
Communauté de communes Cœur de Nacre	DUPONT-FEDERICI	Thomas	vice-président Politique environnementale - Mobilités
	PAILLETTE	Jean-Pierre	conseiller communautaire
Communauté de communes Vallées de l'Orne et de l'Odon	GIRARD	Henri	vice-président développement économique, emploi, maisons de service au public
	GOBE	Alain	vice-président finances et transition énergétique
Communauté de communes Cingal - Suisse Normande	MAZINGUE	Didier	conseiller communautaire
	PITEL	Gilles	conseiller communautaire
Communauté de communes Val Ès Dunes	DECLERCK	Laurent	vice-président Transition énergétique et milieux naturels
	QUILLET	Jean-Pierre	vice-président suppléant
Communauté de communes Normandie-Cabourg-Pays-d'Auge	MORLOT	Yoan	conseiller communautaire
	PICODOT	Géry	conseiller communautaire
Communauté de communes Terre d'Auge	DE KONINCK	Thierry	conseiller communautaire
	TONON	Stéphane	conseiller communautaire
Communauté d'agglomération Lisieux-Normandie	DROUET	Mireille	conseiller communautaire
	FEREMANS	Sylvie	vice-présidente développement durable
Communauté de Communes Coeur Côte Fleurie	BENOIST	Claude	conseiller communautaire
	MARIE	Jacques	vice-président
Communauté de communes Pays de Honfleur - Beuzeville	ANDRIEU	Moïse	conseiller communautaire
	SAUDIN	François	conseiller communautaire
Communauté de communes du Pays de Falaise	GUILLEMOT	Jean-François	conseiller communautaire
	LE BRET	Jacques	conseiller communautaire
Communauté Urbaine Caen la Mer	BURGAT	Hélène	vice-présidente transition écologique
	LECERF	Marc	vice-président Environnement, énergies, collecte et valorisation des déchets

Liste des membres

de la Commission consultative pour la transition énergétique

Représentants du SDEC ENERGIE

Collèges électoraux du SDEC ENERGIE	Nom	Prénom	Fonction
Isigny Omaha Intercom	BOUGAULT	Rémi	2ème vice-président, membre du Bureau syndical
	LECONTE	Jean-Claude	Membre du Comité syndical
Bayeux intercom	LAUNAY-GOURVES	Olivier	Membre du Comité syndical
	GERVAISE	Gaëtan	Membre du Comité syndical
Pré Bocage Intercom	RUON	Vincent	Membre du Bureau syndical
	LECHAT	Anthony	Membre du Comité syndical
Intercom de la Vire au Noireau	MALOISEL	Gilles	Membre du Bureau syndical
	BAZIN	Hervé	Membre du Comité syndical
Seulles, Terres et Mer	GUIMBRETIERE	Hervé	Membre du Bureau syndical
	VERET	Jean-Luc	Membre du Comité syndical
Cœur de Nacre	GUILLOUARD	Jean-Luc	6ème vice-président, membre du Bureau syndical
	JOUY	Franck	Membre du Comité syndical
Vallées de l'Orne et de l'Odon	MORIN	Christophe	Membre du Bureau syndical
	GODIER	Edith	Membre du Comité syndical
Cingal Suisse-Normande	LAGALLE	Philippe	1er vice-président, membre du Bureau syndical
	LEMAIRE	Jean-Paul	Membre du Comité syndical
Val es Dunes	LE FOLL	Alain	Membre du Bureau syndical
	EUDE	Christophe	Membre du Comité syndical
Normandie Cabourg Pays d'Auge	GERMAIN	Patrice	Membre du Bureau syndical
	ASMANT	Alain	Membre du Comité syndical
Terre d'Auge	POULAIN	Gérard	7ème vice-président, membre du Bureau syndical
	THIERRY	Linda	Membre du Comité syndical
Lisieux Normandie	BAREAU	Anne-Marie	Membre du Bureau syndical
	MARIE	Alain	Membre du Comité syndical
Cœur Côte Fleurie	LAMBINET-PELLE	Nadine	Membre du Bureau syndical
	AMER	Nizar	Membre du Comité syndical
Pays de Honfleur-Beuzeville	FLEURY	Catherine	Membre du Bureau syndical
	BLANCHETIERE	Marcel	Membre du Comité syndical
Pays de Falaise	HEURTIN	Jean-Yves	3ème vice-président, membre du Bureau syndical
	BENOIT	Dominique	Membre du Comité syndical
Caen-la-Mer	CAPOËN	Philippe	Membre du Bureau syndical
	PATINET	Sébastien	Membre du Comité syndical

REPRESENTANTS DE LA COMMUNAUTE URBAINE CAEN LA MER AU COMITE SYNDICAL DU SYNDICAT DEPARTEMENTAL D'ENERGIES DU CALVADOS

N°	CIVILITE	NOM	PRENOM	COLLECTIVITE
1	Monsieur	ALLAIRE	Stanislas	SAINT-ANDRE-SUR-ORNE
4	Monsieur	AUDRIEU	Alain	SAINT-AUBIN-D'ARQUENAY
5	Monsieur	BAIL*	Romain	OUISTREHAM
6	Monsieur	BALAS	Jean-Pierre	THUE-ET-MUE
11	Monsieur	BELLEE	Emmanuel	GRENTHEVILLE
15	Monsieur	BERT	Jean	PERIERS-SUR-LE-DAN
17	Monsieur	BERTHAUX	Thierry	TROARN
22	Monsieur	BORDAIS	Martial	SANNERVILLE
24	Monsieur	BOUILLON	Jean-Pierre	IFS
26	Monsieur	BOURDON	Alain	MATHIEU
27	Monsieur	BOYER	Patrick	VILLONS-LES-BUISSONS
31	Monsieur	CASSIGNEUL	Cédric	DEMOUVILLE
35	Madame	COLLET	Céline	LE CASTELET
37	Monsieur	COUTANCEAU	Bruno	CAEN
40	Monsieur	DE WINTER	Damien	GIBERVILLE
42	Monsieur	DELVAL	Gilles	CUVERVILLE
43	Monsieur	DEROO	Fabrice	SAINT-MANVIEU-NORREY
44	Monsieur	DESMEULLES	Alain	LION-SUR-MER
45	Monsieur	DUBAS	Jean-Pierre	CAMBES-EN-PLAINE
47	Monsieur	DURAN	Marc	IFS
53	Monsieur	GANCEL	David	BOURGUEBUS
62	Monsieur	GUEGUENIAT*	Franck	EPRON
64	Monsieur	GUENNOC	Jean-Yves	SOLIERS
65	Monsieur	GUERIN	Daniel	AUTHIE
73	Monsieur	JEANNENEZ	Patrick	CAEN
74	Monsieur	JOLY	Francis	CAEN
76	Monsieur	KANZA MIA DIYEKA	Théophile	CAEN
80	Monsieur	LANGLOIS	Jérôme	HEROUVILLE-SAINT-CLAIR
84	Monsieur	LE BRUN	Jean-Yves	SAINT-GERMAIN-LA-BLANCHE-HERBE
87	Madame	LE PIFRE	Sophie	HERMANVILLE-SUR-MER
88	Monsieur	LEBORGNE	Hubert	BIEVILLE-BEUVILLE
90	Monsieur	LECAPLAIN	Patrick	BRETTEVILLE-SUR-ODON

**déjà membre du Bureau Syndical*

N°	CIVILITE	NOM	PRENOM	COLLECTIVITE
91	Monsieur	LECERF*	Marc	FLEURY-SUR-ORNE
95	Madame	LEFEVRE-PROKOP	Nadine	COLOMBELLES
98	Monsieur	LEMARIE	Yvon	LE FRESNE-CAMILLY
103	Monsieur	LIZORET	Didier	CORMELLES-LE-ROYAL
104	Monsieur	LOUVET	Vincent	HEROUVILLE-SAINT-CLAIR
107	Monsieur	MARIE	Lionel	BLAINVILLE-SUR-ORNE
108	Monsieur	MARIE	Mickaël	MONDEVILLE
109	Monsieur	MARIE	Philippe	CARPIQUET
111	Monsieur	MATHON	Patrice	CASTINE-EN-PLAINE
112	Monsieur	MAUGER	Didier	ROSEL
113	Monsieur	MAURY	Richard	THAON
114	Monsieur	MILLET	Marc	CAEN
115	Monsieur	MONSIMIER	Philippe	VERSON
119	Madame	MULLER DE SCHONGOR	Isabelle	OUISTREHAM
121	Monsieur	PAGNY	Yann	MOUEN
124	Monsieur	PHILIPPE	Jean-Marc	SAINT-CONTEST
128	Monsieur	POULAIN	Jean-Paul	CAIRON
129	Monsieur	PRIEUX	Alain	COLLEVILLE-MONTGOMERY
133	Monsieur	RENARD	Nicolas	TOURVILLE-SUR-ODON
135	Madame	RIBALTA	Ghislaine	HEROUVILLE-SAINT-CLAIR
136	Monsieur	RICCI	Serge	MONDEVILLE
141	Monsieur	SAINT	Thierry	ETERVILLE
146	Madame	THOMAS	Angèle	BENOUVILLE
148	Monsieur	TRANCHIDO	Alain	LOUVIGNY
149	Monsieur	VARLET	Gérard	ROTS
151	Monsieur	WILLAUME	Ludwig	CAEN
152	Monsieur	ZANOVELLO	Jackie	COLOMBELLES

** déjà membre du Bureau Syndical*

SDEC ENERGIE	DOSSIERS DE DEMANDE DE FONDS DE CONCOURS du Comité syndical du 15 décembre 2022

N° dossier	Commune	Commune Historique	Intitulé du dossier	Nature travaux	Montant global HT	Participation communale	Fonds de concours	Solde
17AME0018	BALLEROY SUR DROME	BALLEROY	RUE DE GILLES	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	103 105,43	51 552,72	51 552,72	0,00
19AME0139	BANVILLE		D112A RTE DE SAINTE-CROIX ET RUE DU MARCHE	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	325 867,65	81 466,91	81 466,91	0,00
21AME0146	BAVENT		HAMEAU DE BRICQUEVILLE	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	177 887,97	33 915,81	33 915,81	0,00
19AME0027	BAYEUX		RUE ST EXUPERE - IMP DES CAPUCINS - RUE DU PETIT ROUEN	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	354 366,00	247 132,49	247 132,49	0,00
22EPI0406	BAYEUX		EXTENSION DE L'ECLAIRAGE AU DROIT DU PASSAGE PIETON	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	2 122,45	1 697,96	1 591,84	106,12
22EPI0436	BAYEUX		EXTENSION DE L'ECLAIRAGE AU DROIT D'UN PASSAGE PIETON	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	2 421,99	1 937,59	1 816,49	121,10
22SIL0035	BAYEUX		RENOUVELLEMENT DU CONTROLEUR ET REPETITEUR PIETON + BOUCLE A	SIGNALISATION LUMINEUSE	5 311,70	4 249,36	3 983,78	265,59
22SIL0039	BAYEUX		CONFECTION DE BOUCLE A1, A2 + RENOUVELLEMENT D'UN FEU TRICOLORE CARREFOUR 01	SIGNALISATION LUMINEUSE	1 562,50	1 250,00	1 171,88	78,13
22EPI0599	BELLENGREVILLE		ARMOIRE 02	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	13 424,39	8 725,85	8 725,85	0,00
22EPI0125	BIEVILLE-BEUVILLE		RENOUVELLEMENT DE LAMPADAIRES R30 ET EFFICACITE ENERGETIQUE - TRANCHE 2022	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	49 353,78	28 083,13	28 083,13	0,00
22EPI0752	BOULON		EXTENSION DE 4 PRISES GUIRLANDE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	708,12	460,28	460,28	0,00
21AME0026	BRUCOURT		CHEMIN DU MARAIS	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	215 179,22	43 388,62	43 388,62	0,00
21EPI0887	CAMPAGNOLLES		POSE D'UN PANNEAU A MESSAGE VARIABLE SUR LE LAMPADAIRE 02-001	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	5 809,94	3 057,18	3 057,18	0,00
21AME0085	COLOMBELLES		RUE LUCIEN MANGEMATIN	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	107 825,03	93 277,26	80 868,77	12 408,49
21EPI0046	CORMELLES-LE-ROYAL		RENOUVELLEMENT DES MATS AVANT REFECTION TROTTOIR + DEPLACEMENT DU 01/004	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	25 826,35	20 661,08	19 369,76	1 291,32
19AME0097	CRICQUEVILLE-EN-AUGE		RD 49B - LA BELLE EPINE - FUSION T1 ET T2	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	215 953,29	53 988,32	0,25	53 988,07
21SIL0041	DIVES-SUR-MER		RENOUVELLEMENT DU CARREFOUR DE FEUX C91	SIGNALISATION LUMINEUSE	26 681,70	21 681,70	20 011,28	1 670,43
21SIL0043	DIVES-SUR-MER		RENOUVELLEMENT DU CARREFOUR DE FEUX C92	SIGNALISATION LUMINEUSE	27 661,36	22 661,36	20 746,02	1 915,34
22EPI0498	DIVES-SUR-MER		PROGRAMME R30 2022	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	120 845,92	85 034,06	85 034,06	0,00
22EPI0721	DIVES-SUR-MER		RENOUVELLEMENT DES PROJECTEURS DU STADE D'ENTRAINEMENT HEURTEMATTE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	22 516,13	18 012,90	16 887,10	1 125,80
17AME0050	DOUVRES-LA-DELIVRANDE		ROUTE DE BRETTEVILLE T3 + FONTAINE	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	157 666,79	94 600,07	94 600,07	0,00
20EXT0185	ESQUAY-NOTRE-DAME		BT CHATEAU D'EAU 249-04 - LOT.PRIVE LE CLOS DES TILLEULS	EXTENSION DE RESEAUX ELECTRIQUES	10 726,06	7 906,40	7 906,40	0,00
20AME0083	ÉTERVILLE		LE ROCREUIL - RUE DU MOULIN	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	78 563,04	33 102,40	33 102,40	0,00
21EXT0145	ÉTERVILLE		CREATION PAC 4UF OREE 400 KVA - 254-XX - AMENEE HTA DU LOT. L'OREE	EXTENSION DE RESEAUX ELECTRIQUES	65 241,88	22 309,26	22 309,26	0,00

N° dossier	Commune	Commune Historique	Intitulé du dossier	Nature travaux	Montant global HT	Participation communale	Fonds de concours	Solde
20EPI0764	FALAISE		RENOUVELLEMENT DE L'ECLAIRAGE INTERIEUR DU GYMNASE LA CROSSE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	26 081,76	26 081,76	19 561,32	6 520,44
22EXT0046	FEUGUEROLLES-BULLY		BT CROIX 266-23 – LOTISSEMENT COMMUNAL 'QUARTIER DE LA CROIX'	EXTENSION DE RESEAUX ELECTRIQUES	6 611,73	1 983,51	1 983,51	0,00
20EPI0888	GIBERVILLE		FOURNITURE ET POSE D'UN PANNEAU A MESSAGES VARIABLES DOUBLE FACES (COULEUR)	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	29 056,46	21 792,34	21 792,34	0,00
20EPI0889	GIBERVILLE		FOURNITURE ET POSE D'UN PANNEAU A MESSAGE VARIABLE SIMPLE FACE (COULEUR)	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	21 265,58	15 949,19	15 949,19	0,00
21EPI0596	GIBERVILLE		REMPLACEMENT JOINTS, CARREAUX, REFLECTEURS PROJECTEURS 99-012 A 023	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	4 889,81	3 667,36	3 667,36	0,00
22EPI0472	GIBERVILLE		RENOUVELLEMENT DE LAMPADAIRES EFFICACITE ENERGETIQUE - TRANCHE 2022	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	34 298,57	20 142,50	20 142,50	0,00
19AME0164	GRANDCAMP-MAISY		RUE DU DOCTEUR BOUTROIS	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	280 625,33	44 826,67	44 826,67	0,00
21EXT0222	GRANDCAMP-MAISY		BT PORT JONCAL	EXTENSION DE RESEAUX ELECTRIQUES	47 488,87	18 995,55	18 995,55	0,00
22MOB0011	HONFLEUR		FOURNITURE ET POSE DE BORNES 22 KVA	MOBILITE	32 084,51	28 736,51	24 063,38	4 673,13
20AME0117	HOULGATE		RUE ABBE AGNEZ ET ABBE ANNE	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	216 584,05	77 741,72	77 741,72	0,00
21AME0154	HOULGATE		RD 513 - RUE DES BAINS T2	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	71 191,47	39 154,64	39 154,64	0,00
21SIL0009	HOULGATE		RENOUVELLEMENT DE SIGNAUX HORS SERVICE	SIGNALISATION LUMINEUSE	3 401,37	2 380,96	2 380,96	0,00
22SIL0013	LA RIVIERE-SAINT-SAUVEUR		RENOUVELLEMENT DU CONTROLEUR DU CARREFOUR 166	SIGNALISATION LUMINEUSE	7 168,43	5 376,32	5 376,32	0,00
22SIL0014	LA RIVIERE-SAINT-SAUVEUR		RENOUVELLEMENT DE L'ENVELOPPE D'ARMOIRE ET DU CONTROLEUR DU C132	SIGNALISATION LUMINEUSE	7 124,01	5 343,01	5 343,01	0,00
22SIL0020	LA RIVIERE-SAINT-SAUVEUR		RENOUVELLEMENT D'UN REPETITEUR DE FEUX	SIGNALISATION LUMINEUSE	317,67	238,25	238,25	0,00
22SIL0032	LA RIVIERE-SAINT-SAUVEUR		RENOUVELLEMENT DU MATERIEL PROVISOIRE C162 ET C166	SIGNALISATION LUMINEUSE	1 623,25	1 217,44	1 217,44	0,00
20AME0072	LAIZE-CLINCHAMPS	CLINCHAMPS-SUR-ORNE	RD41 RUES DE LA TRINGALE ET GEO LEFEVRE	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	185 790,09	53 474,06	53 474,06	0,00
21EXT0199	LE CASTELET	GARCELLES-SECQUEVILLE	REMPLACEMENT PRCS BG GARCELLES SECQUEVILLE 160 KVA PAR PAC 4UF 400 KVA - 294-01	EXTENSION DE RESEAUX ELECTRIQUES	70 517,50	18 787,30	18 787,30	0,00
21AME0130	LE MARAIS-LA-CHAPELLE		LA CHAPELLE	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	129 180,95	27 353,35	27 353,35	0,00
21EXT0109	LONGUES-SUR-MER		BT BATTERIE	EXTENSION DE RESEAUX ELECTRIQUES	6 719,62	2 724,97	2 724,97	0,00
22EPI0419	LOUVIGNY		REMPLACEMENT DE BORNES ECLAIRAGE HORS SERVICE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	5 901,95	4 426,46	4 426,46	0,00
18AME0027	LUC-SUR-MER		RUE ABEL LEMARCHAND	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	109 421,84	54 710,92	54 710,92	0,00
20AME0104	LUC-SUR-MER		RUE VARIN PARTIE ECLAIRAGE	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	44 610,65	24 135,65	24 135,65	0,00
22EPI0716	MONDRAINVILLE		EXTENSION POUR ECLAIRAGE ARRET DE BUS	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	3 863,27	2 511,13	2 511,13	0,00
19EXT0014	MOULINS-EN-BESSIN	COULOMBS	BT ECOLE 186-06 - EXTENSION LOT.PRIVE LE CALAISIS	EXTENSION DE RESEAUX ELECTRIQUES	5 140,64	2 056,26	2 056,26	0,00

N° dossier	Commune	Commune Historique	Intitulé du dossier	Nature travaux	Montant global HT	Participation communale	Fonds de concours	Solde
22EPI0638	MOULINS-EN-BESSIN	COULOMBS	MISE EN OEUVRE DE DEUX RADARS PEDAGOGIQUES	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	7 670,99	4 986,14	4 986,14	0,00
17AME0101	MOULINS-EN-BESSIN	CULLY	RUE LARGERIE	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	91 599,23	50 086,21	50 086,21	0,00
16AME0013	MOYAUX		RD51 - RUE PHILIPPE CHARLES DUBREUIL ET IMPASSE DU LAVOIR	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	222 654,97	67 914,86	67 914,86	0,00
19AME0166	OLENDON		D91 RUE DE LA ROCHE ET D242 RUE DES FONTAINES	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	82 078,64	41 894,77	41 894,77	0,00
21AME0124	OUILLY-LE-TESSON		RUES DES SOURCES, DES PETITES CHASSES, DE LA CHENAIE	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	241 260,46	47 387,28	47 387,28	0,00
22EPI0483	PERIERS-SUR-LE-DAN		PROGRAMME DE RENOUVELLEMENT DES LUMINAIRES DE PLUS DE 30 ANS	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	4 120,11	2 060,05	2 060,05	0,00
22EPI0507	PERIERS-SUR-LE-DAN		PROGRAMME DE RENOUVELLEMENT DES LUMINAIRES VETUSTES_POSE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	2 312,02	1 502,82	1 502,82	0,00
21AME0101	PORT-EN-BESSIN-HUPPAIN		AVENUE DU MARECHAL DE TOURVILLE	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	448 208,53	124 584,89	124 584,89	0,00
22EPI0356	PORT-EN-BESSIN-HUPPAIN		DEPLACEMENT DE DEUX LAMPADAIRES	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	1 420,14	923,09	923,09	0,00
20EXT0194	ROSEL		BT CLOS BOURG 542-04 ET MESSE 542-06 EXTENSION BT LOT.PRIVE 'LES ROSALIES'	EXTENSION DE RESEAUX ELECTRIQUES	9 283,02	3 321,21	3 321,21	0,00
22EPI0064	SAINT-CONTEST		REMPLACEMENT PROJECTEURS SOL HS - 05-063 A 074 + 05-079 A 082 + 20-027 A 049 - MICRO LED,	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	18 265,17	13 698,88	13 698,88	0,00
22EPI0173	SAINT-CONTEST		REMPLACEMENT FOYERS 25-027 VETUSTE ET 25-064 HORS SERVICE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	1 560,16	1 170,12	1 170,12	0,00
21EPI0424	SAINT-GERMAIN-LA-BLANCHE-HERBE		RENOUVELLEMENT DE LUMINAIRES - ZONE 1	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	10 531,45	7 898,59	7 898,59	0,00
21EPI0425	SAINT-GERMAIN-LA-BLANCHE-HERBE		RENOUVELLEMENT DE LUMINAIRES - ZONE 2	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	10 413,98	7 810,48	7 810,48	0,00
20AME0031	SAINT-PHILBERT-DES-CHAMPS		RD 264A - ROUTES DU BOURG ET DU BREUIL EN AUGE	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	199 789,85	52 119,36	52 119,36	0,00
21EPI0521	SAINT-PIERRE-CANIVET		EXTENSION DU RESEAU D'ECLAIRAGE PUBLIC	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	21 020,03	13 663,02	13 663,02	0,00
22EPI0237	SANNERVILLE		RENOUVELLEMENT DE LAMPADAIRES ET DE L'ARMOIRE 04 + DEPLACEMENT DU CANDELABRE RUE GUYNEMER	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	15 830,55	5 751,82	5 751,82	0,00
22EPI0509	SOULEUVRE-EN-BOCAGE	LA GRAVERIE	EXTENSION EP LOTISSEMENT LA HERCENDIERE 2	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	12 945,44	8 414,54	8 414,54	0,00
19EXT0205	THUE ET MUE	BROUAY	PSSB CHARDONNETTE 250KVA - LOT.PRIVE SARL VESQUAL	EXTENSION DE RESEAUX ELECTRIQUES	31 724,71	16 236,59	16 236,59	0,00
22EPI0461	THURY-HARCOURT-LE-HOM	THURY-HARCOURT-LE-HOM	PROGRAMME R30 2022	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	19 982,04	9 991,02	9 991,02	0,00
21EPI0015	TOURVILLE-SUR-ODON		EXTENSION ECLAIRAGE SENTE PIETONNE DES SEMAILLES	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	15 315,32	9 954,96	9 954,96	0,00
21AME0148	TROUVILLE-SUR-MER		RUES DU MANOIR, ENSEIGNE MILLOT ET HENRI NUMA T1	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	445 143,75	281 377,72	281 377,72	0,00
22EPI0557	TROUVILLE-SUR-MER		RENOUVELLEMENT 100 LUMINAIRES - R30	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	56 929,23	39 850,46	39 850,46	0,00
22EPI0633	TROUVILLE-SUR-MER		REMPLACEMENT HORLOGES POUR MISE EN OEUVRE SEMI PERMANENT	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	5 614,88	4 491,90	4 211,16	280,74
22EPI0637	TROUVILLE-SUR-MER		DEPLACEMENT DU FOYERS 04.011	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	6 143,78	4 915,02	4 607,84	307,19
20EXT0053	VALDALLIERE	BURCY	BT SA FORGES	EXTENSION DE RESEAUX ELECTRIQUES	6 598,58	2 987,07	2 987,07	0,00

N° dossier	Commune	Commune Historique	Intitulé du dossier	Nature travaux	Montant global HT	Participation communale	Fonds de concours	Solde
21EPI0948	VALDALLIERE	ESTRY	EXTENSION ECLAIRAGE PUBLIC DE 3 CANDELABRES - ARMOIRE 03	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	6 414,99	4 169,74	4 169,74	0,00
22EPI0015	VERSON		EXTENSION D'ECLAIRAGE SUITE AMENAGEMENT PLACE DE L'EGLISE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	88 592,25	66 735,79	66 735,79	0,00
20EXT0192	VILLONS-LES-BUISSONS		MUTATION PUC CARREAUX 758-04 400KVA PAR UN 630KVA - AMENAGEMENTS SAS GUERIN PROMOTION	EXTENSION DE RESEAUX ELECTRIQUES	33 454,97	15 437,83	15 437,83	0,00
TOTAL					**5 584 467,31**	**2 395 296,77**	**2 310 544,90**	**84 751,87**

PROJET

AVENANT N° 20
A LA CONVENTION DE CONCESSION POUR LE SERVICE PUBLIC DE LA DISTRIBUTION DE GAZ DU SYNDICAT DÉPARTEMENTAL D'ÉNERGIES DU CALVADOS

En accord entre les parties, les présentes ont été reliées par le procédé ASSEMBLACT R.C. empêchant toute substitution ou addition et sont seulement signées à la dernière page de l'avenant.

AVENANT N° 20
A LA CONVENTION DE CONCESSION DU SERVICE PUBLIC DE LA DISTRIBUTION DE GAZ DUSYNDICAT D'ÉNERGIES DU CALVADOS

Entre les soussignés,

Le Syndicat Départemental d'Énergies du Calvados (SDEC ÉNERGIE), représenté par sa Présidente, Madame Catherine GOURNEY-LECONTE, dûment habilitée à cet effet par délibération du Conseil SyndicaL en date du 16 décembre 2022, transmise préalablement à Monsieur le Préfet, en date du 15 décembre 2022 accompagnée du projet d'avenant,

désigné ci-après par l'appellation : «**l'autorité concédante»**

et

GRDF, SA au capital de 1 800 745 000 euros – 444 786 511 RCS Paris - dont le siège social est à PARIS (9ème), 6 rue Condorcet, représentée par Philippe LAHET, Directeur clients – territoires Nord-Ouest, agissant en vertu des pouvoirs qui lui ont été conférés,

désigné ci-après par l'appellation : «**le concessionnaire**»

E x p o s e :

Compte tenu,

- de la convention de concession pour le service public de la distribution de gaz signée entre le SIGAZ et Gaz de France en 1997,
- du transfert des activités de distribution de Gaz de France vers GRDF au 1er janvier 2008 (article 14 de la loi n°2004-803 du 9 août 2004 modifiée),
- de l'avenant n°12 à la convention de concession pour le service public de la distribution de gaz entre le SDEC ÉNERGIE et GRDF, signé le 15 décembre 2015,
- de l'avenant n°13 à la convention de concession pour le service public de la distribution de gaz entre le SDEC ÉNERGIE et GRDF, signé le 8 mars 2016,
- de l'avenant n°14 à la convention de concession pour le service public de la distribution de gaz entre le SDEC ÉNERGIE et GRDF, signé le 21 juin 2016,
- de l'avenant n°15 à la convention de concession pour le service public de la distribution de gaz ente de SDEC ÉNERGIE et GRDF, signé le 20 décembre 2016,
- de l'avenant n°16 à la convention de concession pour le service public de la distribution de gaz entre le SDEC ÉNERGIE et GRDF, signé le 30 mars 2017,
- de l'avenant n°17 à la convention de concession pour le service public de la distribution de gaz entre le SDEC ÉNERGIE et GRDF, signé le 9 janvier 2020,
- de l'avenant n°18 à la convention de concession pour le service public de la distribution de gaz entre le SDEC ÉNERGIE et GRDF, signé le 30 décembre 2020
- de l'avenant n°19 à la convention de concession pour le service public de la distribution de gaz entre le SDEC ÉNERGIE et GRDF, signé le 22 décembre 2021
- de la création de la Communauté Urbain de Caen-La-Mer, issue de la fusion de la communauté d'agglomération Caen la mer avec les communautés de communes Entre Thue et Mue et Plaine Sud de Caen, ainsi que la commune de Thaon, enterrinée par l'Arrêté préfectoral du 28 juillet 2016,

PROJET

- de la délibération du conseil communautaire portant transfert de compétence au SDEC ÉNERGIE en matière de distribution publique de gaz, en date du 10 janvier 2017,
- de la délibération du conseil municipal de Vire Normandie, décidant du transfert au SDEC ÉNERGIE de sa compétence en matière de distribution publique de gaz en date du 20 décembre 2021,
- de la délibération du conseil municipal de Douvres la Délivrande décidant du transfert au SDEC ÉNERGIE de sa compétence en matière de distribution publique de gaz en date du 16 décembre 2021,
- de la délibération du conseil municipal de Bellengreville décidant du transfert au SDEC ÉNERGIE de sa compétence en matière de distribution publique de gaz en date du 1er février 2022,
- de la délibération du conseil municipal de Ouilly-le-Vicomte décidant du transfert au SDEC ÉNERGIE de sa compétence en matière de distribution publique de gaz en date du 4 avril 2022,
- de la délibération du conseil municipal de Lisieux décidant du transfert au SDEC ÉNERGIE de sa compétence en matière de distribution publique de gaz en date du 16 mai 2022,
- de la délibération du conseil municipal de Houlgate décidant du transfert au SDEC ÉNERGIE de sa compétence en matière de distribution publique de gaz en date du 22 septembre 2022,
- des délibérations du bureau syndical du SDEC ÉNERGIE approuvant ces transferts en date du 21 janvier, 11 mars, 3 juin et 4 novembre 2022.
- de l'information des transferts de compétence faite au concessionnaire par courrier en date du 5 novembre 2022,

Il a été convenu de ce qui suit :

PROJET

Article 1

Le présent avenant a pour objet la modification du périmètre de la Convention afin d'intégrer les communes de :

- Bellengreville,
- Douvres la Délivrande
- Houlgate,
- Lisieux,
- Ouilly-le-Vicomte,
- Vire Normandie , commune nouvelle, pour le périmètre des communes déléguées de Roullours, Saint-Germain-de-Tallevende-la-Lande-Vaumont, Vaudry et Vire,

En conséquence le premier alinéa de l'article premier de la Convention est modifié comme suit :

« Article 1er – L'autorité concédante concède, dans les conditions prévues par le code général des collectivités territoriales et par le code de l'énergie en particulier dans son article L.111-53, au concessionnaire qui accepte, la distribution du gaz naturel, aux conditions du cahier des charges joint et de ses annexes sur le périmètre des communes ainsi défini :

Amfreville, Argences, Authie, Bayeux, Bellengreville, Benerville-sur-Mer, Bernieres sur Mer, Beuvillers, Biéville-Beuville, Blainville-sur-Orne, Blonville-sur-Mer, Bonneville-sur-Touques, Bourguébus, Bougy, Bretteville-sur-Odon, Cabourg, Caen, Cagny, Cairon, Cambres-en-Plaine, Canapville, Carpiquet, Colleville-Montgomery, Colombelles, Cormelles-le-Royal, Courseulles-sur-Mer, Cresserons, Cuverville, Démouville, Dives-sur-Mer, Douvres la Délivrande, Épron, Équemauville, Esquay-Notre-Dame, Éterville, Évrecy, Falaise, Feuguerolles-Bully, Fleury-sur-Orne, Fontaine-Étoupefour, Fontenay-le-Marmion, Frénouville, Gavrus, Giberville, Glos, Gonneville-sur-Honfleur, Gonneville-sur-Mer, Graye-sur-Mer, Grentheville, Hermanville-sur-Mer, Hérouville-Saint-Clair, Hérouvillette, Honfleur, Houlgate, Ifs, La Rivière-Saint-Sauveur, Lion-sur-Mer, Lisieux, Louvigny, Luc sur Mer, Mathieu, May-sur-Orne, Merville-Franceville-Plage, Monceaux en Bessin, Mondeville, Mouen, Osmanville, Ouilly-le-Vicomte, Ouistreham, Périers-sur-le-Dan, Ranville, Rosel, Saint-André-sur-Orne, Saint-Arnoult, Saint Aubin sur Mer, Saint-Contest, Saint-Gatien-des-Bois, Saint-Germain-la-Blanche-Herbe, Saint-Martin-aux-Chartrains, Saint-Martin-des-Entrées, Saint Martin de Fontenay, Saint Vigor le Grand, Sannerville, Soliers, Tourgéville, Tourville-sur-Odon, Troarn, Trouville-sur-Mer, Varaville, Vaucelles, Verson, Villers-Bocage, Villers sur Mer, Villerville, Villy-Bocage, Vimont et les communes nouvelles de :

> Castine-en-Plaine pour le périmètre de la commune déléguée d' Hubert-Folie,
> Condé en Normandie, pour le périmètre de la commune déléguée de Condé sur Noireau,
> Creully sur Seulles pour le périmètre de la commune déléguée de Creully,
> Isigny-sur-Mer pour le périmètre de la commune déléguée d'Isigny-sur-Mer,
> Les Monts d'Aunay pour le périmètre de la commune déléguée d'Aunay-sur-Odon,
> Livarot-Pays-d'Auge pour le périmètre de la commune déléguée de Livarot,
> Mézidon Vallée d'Auge pour le périmètre de la commune déléguée de Mézidon-Canon,
> Moult-Chicheboville pour le périmètre de la commune déléguée de Moult,
> Pont-l'Évêque pour le périmètre des communes déléguées de Coudray-Rabut et Pont-l'Évêque,

PROJET

> Ponts sur Seulles pour le périmètre de la commune déléguée de Lantheuil,

> Rots pour le périmètre de la commune déléguée de Rots,

> Saint-Pierre-en-Auge pour le périmètre des communes déléguées de Hiéville, L'Oudon et Saint-Pierre-sur-Dives.

> Vire Normandie, pour le périmètre des communes déléguées de Roullours, Saint-Germain-de-Tallevende-la-Lande-Vaumont, Vaudry et Vire.

Article 2

Le cahier des charges annexe à la Convention prévoit dans son article 6 le versement par le concessionnaire d'une redevance de fonctionnement dite « R1 » au profit de l'autorité concédante.

Conformément aux dispositions de cet article 6, la redevance versée à l'autorité concédante sera calculée en fonction du nombre de sous groupements de communes contiguës comprises dans le nouveau périmètre visé à l'article 1 ci-dessus.

Article 3

Le présent avenant entre en vigueur à la date du 1er janvier 2023.

L'autorité concédante certifie qu'elle procédera aux formalités propres à rendre l'avenant exécutoire, conformément aux articles L 2131-1 et L 2131-2 du Code Général des Collectivités Territoriales.

L'entrée en vigueur du présent avenant met fin automatiquement aux contrats de concession signés avec les communes de :

- Bellengreville en date du 30 novembre 1998,
- Douvres la Délivrande en date du 1er mars 1997,
- Houlgate en date du 26 janvier 2000,
- Lisieux en date du 7 fevrier 1997,
- Ouilly-le-Vicomte,du 7 décembre 1998
- Vire Normandie, commune nouvelle, pour le périmètre des communes déléguées de Roullours, Saint-Germain-de-Tallevende-la-Lande-Vaumont, Vaudry et Vire, en date du 9 fevrier 1999, 25 mai 1999, 12 fevrier 1997,11 octobre 2000

Article 4

Le présent avenant, établi en 3 exemplaires, est dispensé 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 à CAEN, le 20 décembre 2022

Pour l'autorité concédante, La Présidente du SDEC ÉNERGIE	Pour le concessionnaire, Le Directeur Clients Territoires Nord Ouest
Catherine GOURNEY-LECONTE	Phillipe LAHET

PROJET

Avenant n°4

CONVENTION DE CONCESSION POUR LE SERVICE PUBLIC DU DÉVELOPPEMENT ET DE L'EXPLOITATION DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE ET DE LA FOURNITURE D'ENERGIE ÉLECTRIQUE AUX TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE

Entre les soussignés :

- **Syndicat Départemental d'Énergies du Calvados,** usuellement dénommé SDEC ÉNERGIE, 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 la Présidente, Catherine GOURNEY-LECONTE,** dûment habilitée à cet effet par délibération du comité syndical du 15 décembre 2022, domicilié Esplanade Brillaud de Laujardière, ZAC de la Folie Couvrechef, Porte de l'Europe, CS 75046-140077 Caen Cedex 5,

désigné(e) ci-après **« l'autorité concédante », d'une part,**

et, d'autre part,

- **Enedis**, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles 92079 Paris La Défense, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par **Monsieur Jean Olivier MARTIN**, Directeur Régional Enedis, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 1er avril 2021 par Mme la Présidente et les membres du Directoire d'Enedis, faisant élection de domicile au 9, Place de la Pucelle, 76024 Rouen Cedex,

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

et

- **Electricité de France (EDF),** société anonyme au capital de 1 943 290 542 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 – Direction Commerce Ouest, dûment habilité à l'effet des présentes et faisant élection de domicile 21 Avenue de Cambridge, 14 203 Hérouville Saint-Clair Cédex,

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 désignées ensemble par « les parties ».

Projet

Préambule

Les parties ont conclu, le 29 juin 2018, une convention de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente.

Au titre de cette convention, l'autorité concédante a concédé, dans les conditions prévues par le code général des collectivités territoriales et par le code de l'énergie, au concessionnaire, la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, aux conditions du cahier des charges annexé à ladite convention.

En application des dispositions de l'article 11 du cahier des charges annexé à la convention susmentionnée, les parties ont établi un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau sur le territoire de la concession, composé d'un schéma directeur des investissements et d'un premier programme pluriannuel d'investissement (PPI) (2019/2022) d'une durée de quatre ans, se terminant le 31 décembre 2022.

Le présent avenant a donc pour objet :

- D'actualiser le diagnostic technique et les orientations de développement du schéma directeur des investissements au vu de la mise en œuvre du PPI 2019/2022,
- Présenter un bilan provisoire du PPI 2019/2022,
- De déterminer le second PPI 2023/2026,
- De modifier et de compléter certaines valeurs repères du schéma directeur des investissements,
- D'actualiser les données de l'article 17 de l'annexe 1 et de l'annexe 9 du cahier des charges reproduisant la convention relative à la cartographie à moyenne échelle des ouvrages du réseau public de distribution de la concession du SDEC ENERGIE,
- De modifier les dispositions de l'article 12 de l'annexe 2A1.

Cela étant exposé, il a été convenu ce qui suit.

Article 1er : Révision de l'annexe 2A4-1

Après l'annexe 2A4 dénommée : « Diagnostic technique de la concession du Calvados » est créée une annexe 2A4-1 dénommée : « Actualisation du diagnostic technique préalable à l'élaboration du PPI 2023-2026 ».

L'annexe 2 A4-1 constitue l'annexe 1 du présent avenant

Article 2 : Révision de l'annexe 2A3

- Les dispositions de **l'article 1er** de l'annexe 2A3 sont complétées par les dispositions suivantes, après la phrase « Le diagnostic technique constitue l'annexe 2A4 de la présente annexe, » : « L'actualisation du diagnostic technique préalable à l'élaboration du PPI 2023/2026 constitue l'annexe 2A4-1 de la présente annexe. »

- Les dispositions de **l'article 3** de l'annexe 2A3 sont complétées après l'article 3.2, par un article 3.3 relatif à l'actualisation préalable à l'élaboration du PPI 2023/2026, des orientations de développement du territoire.
L'article 3.3 relatif à l'actualisation préalable à l'élaboration du PPI 2023/2026 des orientations de développement du territoire constitue l'annexe 2 du présent avenant.

- Les dispositions de **l'article 5** Valeurs repères de l'annexe 2A3 sont modifiées comme suit :

- La ligne du tableau situé sous l'article 5 précisant :

Ambitions	Nature des valeurs repères	Valeurs de départ	Valeurs cibles (objectifs)	Trajectoires à suivre (objectifs intermédiaires)	Échéances	Définitions
Améliorer la qualité de l'électricité en matière de continuité et de tenue de tension	Taux annuel d'usagers mal alimentés (UMA) en tenue de tension à la maille de la concession	Taux d'UMA calculé pour l'année 2015	Le taux concessif d'UMA de la dernière année du contrat doit être inférieur ou égal à celui de l'année 2015 (à méthode de calcul inchangée cf. article 7 annexe 2A)	Chaque année, le taux concessif d'UMA en tenue de tension doit être inférieur ou égal à celui de l'année 2015.	Chaque année tout au long du contrat	- Le pourcentage d'usagers mal alimentés (UMA) en tenue de tension est calculé conformément aux dispositions combinées des articles D322-2 à D322-8 du Code de l'Énergie et 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.

est supprimée et remplacée par la ligne du tableau ci-dessous :

Ambitions	Nature des valeurs repères	Valeurs de départ	Valeurs cibles (objectifs)	Trajectoires à suivre (objectifs intermédiaires)	Échéances	Définitions
Améliorer la qualité de l'électricité en matière de continuité et de tenue de tension	Taux annuel d'usagers mal alimentés (UMA) en tenue de tension à la maille de la concession	Taux d'UMA calculé pour l'année 2021	Le taux concessif d'UMA de la dernière année du contrat doit être inférieur ou égal à celui de l'année 2021 (à méthode de calcul inchangée cf. article 7 annexe 2A)	Chaque année, le taux concessif d'UMA en tenue de tension doit être inférieur ou égal à celui de l'année 2021.	Chaque année tout au long du contrat	- Le pourcentage d'usagers mal alimentés (UMA) en tenue de tension est calculé conformément aux dispositions combinées des articles D322-2 à D322-8 du Code de l'Énergie et 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

- La ligne du tableau situé sous l'article 5 précisant « Critère M : la détermination de la valeur repère, de la valeur de départ, de la valeur cible et de la trajectoire à suivre et des différentes échéances interviendra, après un travail d'analyse conjointe, au plus tard à la fin du 1er PPI » est supprimée et remplacée par la phrase ci-dessous :

« Le critère M traduit les engagements contractuels convenus avec les clients HTA et de façon indirecte les évolutions enregistrées sur la structure des réseaux auxquels sont raccordées les installations HTA, grâce aux différents investissements réalisés dans le cadre du schéma directeur. Le critère M est fortement influencé par le choix des clients de disposer ou non d'un secours.
Ce critère fera l'objet d'une analyse spécifique en référence avec la régulation incitative qui sera intégrée à l'actualisation du diagnostic technique au terme de chaque PPI. »

- La ligne du tableau situé sous l'article 5 précisant « Taux de souterrain BT des communes rurales en zone littorale de vent supérieure à 170 km/h » :

Ambitions	Nature des valeurs repères	Valeurs de départ	Valeurs cibles (objectifs)	Trajectoires à suivre (objectifs intermédiaires)	Échéances	Définitions
Sécuriser les infrastructures	Taux de souterrain BT des communes rurales en zone littorale de vent supérieure à 170 km/h	54% (2016)	70%	Augmentation régulière	Au terme du 6ème PPI	Travaux de sécurisation et d'effacement sous MOA SDEC ÉNERGIE - Cf. Cartographie du réseau côtier du diagnostic technique

est supprimée et remplacée par la ligne du tableau ci-dessous :

Ambitions	Nature des valeurs repères	Valeurs de départ	Valeurs cibles (objectifs)	Trajectoires à suivre (objectifs intermédiaires)	Échéances	Définitions
Sécuriser les infrastructures	Taux de souterrain BT des communes en zone littorale de vent supérieure à 170 km/h	71% (données 2021)	75%	Augmentation régulière	Au terme du 6ème PPI	Travaux de sécurisation et d'effacement en zone rurale au titre du CAS FACE et d'effacement en urbain sous MOA SDEC ÉNERGIE en priorisant les réseaux incidentogènes - Cf. Cartographie du réseau côtier du diagnostic technique

Article 3 : Création d'une annexe 2A5-1

Après l'annexe 2A5 dénommée : « Programme pluriannuel d'investissements 2019-2022 » est créée une annexe 2A5-1 dénommée : « Programme pluriannuel d'investissements 2023-2026 ».

Cette annexe 2A5-1 constitue l'annexe 3 du présent avenant.

Article 4 : Modification de l'annexe 2A6

L'annexe 2A6 « expérimentation » est abrogée et remplacée par une annexe 2A6 dénommée « Bilan provisoire du Programme pluriannuel d'investissements 2019-2022 ».

Cette annexe 2A6 constitue l'annexe 4 du présent avenant.

Article 5 : Actualisation de l'annexe 1 du cahier des charges

Les dispositions de l'article 17 de l'annexe 1 sont supprimées et remplacées par les dispositions suivantes :

« Conformément aux dispositions des alinéas 1 à 3 de l'article 45 du cahier des charges, le gestionnaire du réseau de distribution fournit au concédant les plans de réseau en moyenne échelle. Les données cartographiques communiquées en moyenne échelle par le gestionnaire de réseau sont listées à l'annexe 9 du cahier des charges. »

Projet

Article 6 : Actualisation de l'annexe 9 du cahier des charges

L'annexe 9 du cahier des charges est supprimée et remplacée par les dispositions reportées à l'annexe 5 du présent avenant.

Article 7 : Actualisation de l'article 12 de l'annexe 2A1

Les dispositions suivantes : « Les expérimentations sont détaillées à l'annexe 2A6 de la présente annexe » sont supprimées.

Article 8 : Dispositions diverses

Toutes les stipulations des documents contractuels non modifiées par le présent avenant demeurent applicables.

Article 9 : Entrée en vigueur

Le présent avenant entre en vigueur après accomplissement par l'autorité concédante des formalités propres à le rendre exécutoire, conformément au code général des collectivités territoriales.

Article 10 : Enregistrement

Le présent avenant est dispensé 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 signé seulement en dernière page.

A Caen, le 22 décembre 2022.

Pour l'autorité concédante,	Pour le concessionnaire,	
Le Président	Le Directeur Régional Enedis Normandie	Le Directeur du Développement Territorial EDF Commerce Ouest
Mme Catherine GOURNEY-LECONTE	M. Jean-Olivier MARTIN	M. Jean François MORLAY

ANNEXE 1

ANNEXE 2A4-1 : Actualisation du diagnostic technique préalable à l'élaboration du PPI 2023-2026

Projet

Avant-propos 3

1. Patrimoine [à fin 2021] 4

1.1. Description des zones de desserte 4
1.2. Description des postes sources desservant la concession 5
1.3. Description du reseau HTA 6
1.4. Description du reseau BT 7

2. Performance des réseaux 8

2.1. Tenue de la tension et continuite d'alimentation globales sur le reseau de la concession 8
2.1.1. Volet continuité d'alimentation 8
2.1.2. Volet tenue globale de la tension 9
2.2. Critere B : temps moyen de coupure des clients BT 12
2.2.1. Critère B Toutes Causes Confondues (crit B TCC) 13
2.2.2. Focus sur le critère B HIX hors RTE (en min) 14
2.2.3. Fréquence de Coupures Longues incidents HTA des clients BT 20
2.2.4. Fiabilité des ouvrages HTA 22
2.2.5. Fiabilité des ouvrages BT 23
2.2.6. Synthèse des taux d'incident de la concession 24
2.3. Critere M : Duree moyenne de coupure des clients HTA 24

3. Analyse technique 25

3.1. Risques climatiques 25
3.1.1. Réseau soumis au risque climatique 25
3.1.2. Analyse de la résilience du réseau HTA au risque inondation [TRI Caen-Dives] 25
3.2. Evolution des conclusions du diagnostic technique entre les chroniques 29
3.3. Forces et Risques de la concession au terme de la chronique 2018-2021 30
3.3.1. Forces 30
3.3.2. Risques 31

4. Annexes 32

4.1. Annexe 1 : Lexique 32
4.2. Annexe 2 : Detail du reseau HTA aerien fiabilise par les operations de prolongation de la duree de vie (PDV) / renovation programmee (RP) depuis 2013 33
4.3. Annexe 3 : Analyse des sieges et causes des incidents sur les reseaux HTA aeriens 34
4.4. Annexe 4 : Detail de la fiabilite des reseaux HTA souterrains 35

Projet

Avant-propos

Le présent document constitue **l'actualisation du diagnostic technique du schéma directeur des investissements.** Il présente **un état des principaux indicateurs** (patrimoine et qualité) permettant de dresser un **bilan des effets** du premier Plan Pluriannuel d'Investissement (PPI) 2019-2022 et d'**établir les orientations du second PPI** (2023-2026).

Au jour de l'élaboration du présent document, les parties ne disposant pas des données relatives à la distribution publique d'électricité pour l'année 2022, dernière année du PPI 2019-2022, elles font le choix d'un commun accord de comparer les données de la chronique initiale 2011-2015 à celles de la chronique 2018-2021 pour mesurer les évolutions constatées au terme du PPI 2019-2022.

Ainsi, pour un certain nombre d'analyses, l'année 2018 sert de repère en vue d'évaluer les évolutions enregistrées sur les 3 premières années du PPI. A titre de comparaison, certaines valeurs sont rappelées pour la chronique 2011-2015 du diagnostic initial.

Commentaires du SDEC ENERGIE :

Les données utilisées pour le présent diagnostic peuvent différer de celles communiquées au concédant dans le cadre du contrôle de concession, notamment :

- Les fichiers 2021 CTL-OHTA-001 et CTL-OHTABT-001 mentionnent 341 départs HTA alimentant la concession.
- Les fichiers CTL-OHTABT-001 et CTL-OHTA-004 indiquent une longueur totale des réseaux HTA au 31/12/2021 de 3 340 km
    - dont HTA aériens 4 717 km
    - dont HTA faibles sections 76 km
    - dont HTA souterrains 4 123 km
- Les fichiers CTL-OHTABT-001, CTL-OBT-002 et CTL-OBT-002 comptabilisent une longueur totale des réseaux BT au 31/12/2021 de 11 289 km
    - dont BT aériens nus 438 km
    - dont BT aériens nus de faibles sections 99 km
    - dont BT torsadés 4 419 km
    - dont BT souterrains 6 432 km
- Les fichiers DQ-NOME pour les données en continuité d'alimentation 2019 (314 usagers subissant plus de 6 CL) et 2020 (0 usager subissant plus de 35 CB et 5 039 UMA BT et HTA).
- Les fichiers CTL-CF-005 présentent des valeurs de critère B climatique TCC ou HIX différentes de celles présentées.

1. Patrimoine [à fin 2021]

1.1. Description des zones de desserte

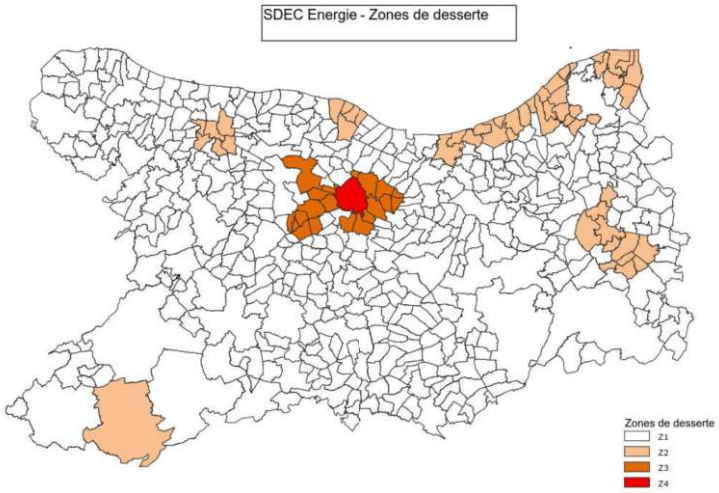
À fin 2021, la concession du SDEC ÉNERGIE représente 463 564 clients en soutirage dont 462 551 clients BT (soit 3% d'augmentation sur la période) et 1 013 clients HTA.

En injection, la concession compte 2 801 producteurs BT et 42 producteurs HTA.

Enedis définit des zones de desserte homogènes :

- Z4 : communes de plus de 100 000 habitants,
- Z3 : agglomérations de plus de 100 000 habitants,
- Z2 : agglomérations de plus de 10 000 habitants,
- Z1 : agglomérations de moins de 10 000 habitants.

Zone de desserte	*Nb clients BT (fin 2015)*	Nb clients BT (fin 2021)	*Nb clients HTA (fin 2015)*	Nb clients HTA (fin 2021)	*Nb communes (fin 2015)*	Nb communes (fin 2021)	*Proportion de clients HTA et BT (% fin 2015)*	Proportion de clients HTA et BT (% fin 2021)
Zone 1	*195 526*	204 397	*497*	473	*632*	471	*45%*	44%
Zone 2	*122 221*	128 654	*224*	225	*53*	38	*28%*	28%
Zone 3	*46 408*	52 183	*169*	169	*20*	18	*11%*	11%
Zone 4	*71 332*	77 317	*148*	146	*1*	1	*16%*	17%
Total	*435 487*	462 551	*1 038*	1 013	*706*	528		



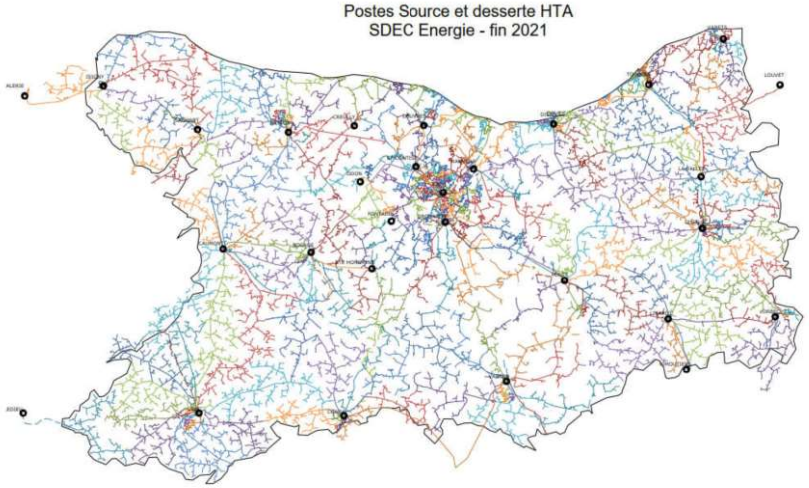
Le nombre de communes a évolué fortement suite à la création des communes nouvelles. La proportion de clients HTA et BT dans les différentes zones varie peu entre 2015 et 2021.

La concession a toujours une composante rurale importante avec 44% des clients BT et HTA en Z1.

La part de clients BT en zone urbaine reste stable entre 2015 et 2018 (28% des clients BT en zone urbaine dense (Z3 et Z4) à fin 2021 contre 27% en 2015).

1.2. Description des postes sources desservant la concession

A fin 2021, **29 postes sources dont 24 situés sur le territoire de la concession** et un poste de répartition HTA/HTA (Ste Honorine) alimentent les clients de la concession.
Les Taux de croissance moyens annuels des puissances maximales des postes source (TCMA) sont indiqués ci-dessous. L'évolution de ces taux est analysée dans le cadre de l'actualisation des orientations de développement du territoire.



Poste source en 2022	Puissance installée (MVA)	TR HTB/HTA (MVA)	Nombre de départs HTA	Nombre de Clients BT	Nombre de Clients HTA	TCMA (%/an)
BAYEUX	72	2*36	14	20 487	46	1,3%
BOCAGE	72	2*36	11	9 431	27	1,2%
CAEN	160	4*40	31	67 765	107	0,2%
CAUMONT	40	2*20	10	6 673	18	0,7%
CONDE-SUR-NOIREAU	72	2*36	12	11 025	23	0,2%
CREULLY	36	1*36	5	10 356	13	1,5%
DIVES	72	2*36	13	29 724	32	0,3%
DOUVRES	72	2*36	9	22 481	23	1,5%
DRONNIERE (LA)	152	2*40+2*36	33	30 386	108	1,7%
FONTAINE ETOUPEFOUR	72	2*36	8	15 006	20	1,0%
ISIGNY	36	1*36	9	7 047	17	0,7%
LISIEUX	102	2*36+30	20	22 566	72	0,3%
LIVAROT	40	2*20	10	6 037	22	0,2%
LOUVET	72	2*36	2	1 750	0	0,6%
ODON	20	1*20	5	5 659	17	1,6%
ORBEC	40	2*20	9	4 377	12	0,2%
PERCY	72	2*36	13	13 707	51	0,6%
RANVILLE	160	4*40	25	39 197	108	0,7%
SAINT CONTEST	108	3*72	19	29 652	84	1,5%
SAINTE HONORINE (POSTE DE REPARTITION)	20	1*20	4	1 584	4	1,2%
SAONNET	40	2*40	8	6 736	16	0,2%
TOUQUES	108	3*36	16	45 525	51	0,8%
VALLEE (LA)	40	2*20	9	9 342	30	1,0%
VARETS	72	2*36	13	12 025	28	0,7%

1.3. Description du réseau HTA

A fin 2021, la concession du SDEC ÉNERGIE est parcourue par **365 départs HTA** issus de ces **29 postes sources.** Les tensions nominales du réseau HTA sur la concession sont 30, 20 et 15 kV. **96%** du réseau HTA dispose d'une tension nominale de 20 kV. Le réseau HTA de la concession en 15kV représente à fin 2021 **367 km soit 4 % du réseau HTA**, répartis sur 52 départs HTA, Fin 2015, le réseau HTA de la concession en 15kV représentait 377 km). **On constate donc sur la chronique une réduction du linéaire concerné.**

Zone de desserte	HTA aérien (km)	Dont Faible Section Aérienne (en km)	HTA souterrain (km)	Dont CPI (en km)	Dont Synthétique 1ère G (en km)	% réseau (par zone)	Taux enfouissement
Zone 1	4 246,1	63,9	2 535,4	39,1	22,5	77%	37%
Zone 2	436,7	11,7	841,9	67,2	26,3	14%	66%
Zone 3	31,1	0,1	484,2	21,4	9,2	6%	94%
Zone 4	0,6	0,0	246,8	22,7	16,6	3%	100%
Total	4 714,5	75,7	4 108,3	150,5	74,5		47%

Le réseau HTA de la concession représente **8 823 km** dont **4 108 km de réseau souterrain**, soit **un taux d'enfouissement de 47%. Ce taux est plus important qu'en 2015** (*soit 8 580 km de réseau HTA dont 3 566 km de réseau souterrain et un taux d'enfouissement de 41,5% à fin 2015*) :

- Le réseau HTA aérien de la concession représente **4 714 km** dont **76 km** de Faible Section Aérienne (FSA), *contre 123 km à fin 2015*, le volume de réseau FSA **se restreint progressivement.** Par ailleurs, **711 km de réseau HTA aérien ont été fiabilisés** par les opérations de prolongation de la durée de vie (PDV) / Rénovation programmée (RP) depuis 2013, soit 15% de la totalité. Le détail par année est produit en annexe. Ces opérations qui ont débuté sur la concession en 2013, ont pour objet la remise à niveau de la fiabilité des ouvrages par le renouvellement des accessoires les plus défaillants (attaches, isolateurs, armements, ponts, bretelles, éclateurs, parafoudres, supports, etc.) des réseaux HTA aériens.

- Le réseau HTA souterrain de la concession représente **4 108 km** dont **150 km** de CPI, *contre 203 km à fin 2015*, le volume de réseau CPI diminue progressivement.

Commentaires du SDEC ENERGIE :

Pour ce qui concerne l'âge moyen des ouvrages du réseau HTA, on relève qu'il progresse d'une demi-année par an en moyenne chaque année. Il s'établit à 30,3 ans à fin 2021 (27,3 ans à fin 2015). Le vieillissement concerne au principal les lignes aériennes en fils nus (39,3 ans à fin2021) et en particulier le réseau HTA aérien de fils nus de faibles sections (61,2 ans à fin 2021).

Age moyen du réseau HTA par technologie en années (base technique)	2018	2019	2020	2021
Souterrain	18,9	19,3	19,6	20,1
Aérien nu	36,8	37,7	38,5	39,3
Torsadé	19,2	20,2	21,2	22,2
Total réseau HTA	28,9	29,4	29,8	30,3

Source : calcul SDEC ENERGIE sur base technique (fichier CTL-0HTA-004_AGE METAL SECTION ET ISOLATION DU RESEAU HTA)

Source : calcul SDEC ENERGIE sur base technique (fichier CTL-0HTA-004_AGE METAL SECTION ET ISOLATION DU RESEAU HTA)

Tranches d'âge	Linéaire de réseau HTA à fin 2021	Proportion du réseau HTA à fin 2021	*Proportion du réseau HTA à fin 2015*
Réseau > 40 ans	2 093 km	24%	*24%*
Réseau entre 25 et 40 ans	3 710 km	42%	*50%*
Réseau ≤ 25 ans	3 037 km	34%	*26%*

Source : calcul SDEC ENERGIE sur base technique (fichier CTL-0HTA-004_AGE METAL SECTION ET ISOLATION DU RESEAU HTA)

1.4. Description du réseau BT

A fin 2021, la concession est alimentée par **28 983 départs BT**. La longueur moyenne des départs BT est de **389 m**. Fin 2015, la concession était alimentée par 27 687 départs BT. La longueur moyenne des départs était de 390 m. Le nombre de départs BT est en baisse, ainsi que la longueur moyenne des départs.

Le réseau BT est d'une longueur de **11 280 km** dont 6 428 km de réseau souterrain, soit un taux d'enfouissement de **57%**, *(contre 10 921 km de réseau BT dont 5 525 km de réseau souterrain, soit un taux d'enfouissement de 51% à fin 2015).*

Le taux d'enfouissement a progressé de 6 points entre 2015 et 2021.

Année	Total Aérien (km)	% aérien	Aérien Nu (km)	Dont faible section (km)	Aérien Torsadé (km)	Total Souterrain (km)	% souterrain	Dont Alu NP* (km)	Dont CPI (km)	Total (km)
2018	5 093	46%	649	208	4 444	5 962	54%	790	115	11 055
2019	5 013	45%	571	166	4 442	6 116	55%	722	106	11 128
2020	4 935	44%	502	132	4 433	6 260	56%	716	104	11 195
2021	4 852	43%	437	98	4 415	6 428	57%	710	99	11 280

** Tous les conducteurs alu dont l'année de construction est antérieure à 1981 sont susceptibles d'être en Alu à Neutre Périphérique.*

Commentaires du SDEC ENERGIE :

La décroissance moyenne de la technologie aérien nu sur la concession est d'environ 70 km / an, soit une éradication en zone rurale au plus tard au terme de l'année 2026 et en zone urbaine au terme du contrat (valeurs repères du schéma directeur - juin 2018).

Le concédant a demandé au concessionnaire de vérifier l'existence de ces ouvrages après avoir relevé plusieurs cas dans lesquels les fils nus ont été déposés, sans avoir été supprimés dans sa base cartographique.

Concernant l'âge moyen des réseaux BT, le SDEC ÉNERGIE souligne que cet âge moyen varie fortement en fonction des inventaires communiqués par Enedis (base technique ou base comptable). Les analyses sur l'âge moyen du réseau BT sont altérées du fait de la datation arbitraire à 1946 dans la base technique des linéaires posés avant les années 1980 et du retrait mécanique des réseaux les plus anciens de la typologie concernée sur la commune concernée dans la base comptable. Sur la base des données techniques, qui contiennent des linéaires de réseau BT arbitrairement datés en 1946 sans correspondance avec la date réelle de pose (1 484 km, soit 13% du réseau BT à fin 2021), l'âge moyen du réseau BT est de 30,1 ans en 2021 (31,8 ans à fin 2015). Le rajeunissement observé est dû à des corrections d'inventaire menées par le concessionnaire, notamment en 2017 et 2019 sur le réseau souterrain.

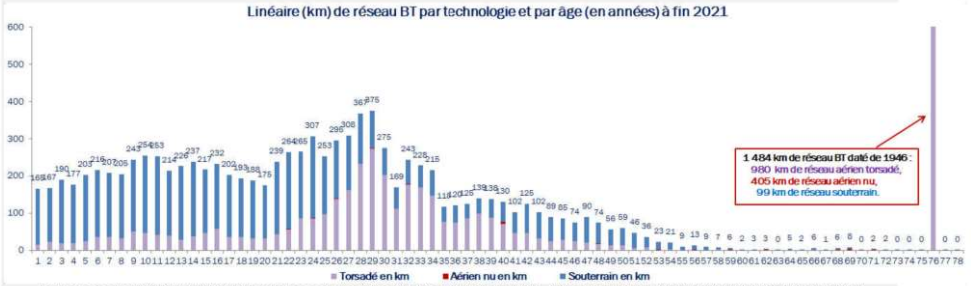
Cet âge moyen varie fortement selon les technologies et les inventaires utilisés (technique ou comptable) :

Age moyen du réseau BT par technologie en années (base technique)	2018	2019	2020	2021
Souterrain	21,2	20,7	21,1	21,4
Aérien nu	70,8	71,7	72,8	74,0
Torsadé	36,1	37,0	37,8	38,5
Total réseau BT	30,1	29,8	30,0	30,1

Source : calcul SDEC ENERGIE sur base technique (fichier CTL-OBT-001_AGE, METAL ET SECTION DU RESEAU BT PAR COMMUNE)

Age moyen du réseau BT par technologie en années (base comptable)	2021
Souterrain	19,6
Aérien nu	54,6
Torsadé	27,8
Total réseau BT	26,7

Source : calcul SDEC ENERGIE sur base comptable (fichier Rapport_CRAC-Etat_inventaire)



Source : calcul SDEC ENERGIE sur base technique (fichier CTL-OBT-001_AGE, METAL ET SECTION DU RESEAU BT PAR COMMUNE)

2. Performance des réseaux

2.1. Tenue de la tension et continuité d'alimentation globales sur le réseau de la concession

2.1.1. Volet continuité d'alimentation

Au titre de l'article 8 de l'arrêté du 24 décembre 2007, les coupures relevées sont les coupures longues et brèves HTA enregistrées aux départs HTA des postes sources alimentant le réseau. Ne sont donc pas prises en compte dans ce pourcentage, les coupures très brèves (moins d'une seconde) et les coupures ayant leur siège sur le réseau BT.

Un client (HTA ou BT) est considéré comme mal alimenté s'il dépasse la valeur de référence pour l'un au moins des 3 critères :

- Nombre de coupures longues > 6 /an,
- Durée coupures longues > 13h / an,
- Nombre de coupures brèves > 35 / an.

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 CL Concession	Nombre clients HTA et BT en dépassement sur durée CL Concession	Nombre clients HTA et BT en dépassement sur nombre CB Concession	% de clients HTA et BT en dépassement sur l'un des 3 critères (Concession)	Nb de clients HTA en dépassement (concession)	Nb de clients BT en dépassement (Concession)	Total des usagers HTA et BT en dépassement
2018	845	3 705	0	0,8%	15	3 731	3 746
2019	3 414	5 106	0	1,2%	11	5 341	5 346
2020	442	4 739	1 074	1,3%	24	6 084	6 108
2021	62	735	0	0,2%	2	795	797
Moyenne 2018-2021	1 191	3 571	268	0,9%	13	3 988	3 998
Moyenne 2011-2015	*943*	*5 215*	*880*	*1,5%*	*24*	*6 534*	*6 558*

Le taux moyen de clients mal alimentés sur la chronique 2018-2021 est de 0.9%, il est inférieur à la valeur repère correspondante dans le schéma directeur des investissements qui précise que le taux moyen de clients mal alimentés en continuité sur la durée du PPI doit être inférieur ou égal au taux moyen de clients mal alimentés en continuité sur la chronique 2011-2015, soit 1.5%.

2.1.2. Volet tenue globale de la tension

2.1.2.1. Analyse des départs dits « mal alimentés » (DMA)

A fin 2021, la concession du SDEC ÉNERGIE ne compte plus de départ HTA ayant une chute de tension HTA supérieure à 5%, ***contre 7 départs HTA à fin 2015.***

Un départ BT mal alimenté (DMA) est un départ BT en contrainte. L'arrêté du 13 avril 2021 pris en application du décret n° 2020-1561 du 10 décembre 2020 relatif aux aides pour l'électrification rurale précise qu'un départ BT est en contrainte de tension lorsque le niveau de tension sort de la plage des valeurs admissibles mentionnées à l'article 3 de l'arrêté du 24 décembre 2007 susvisé et que ce même départ est en contrainte d'intensité lorsque la puissance maximum susceptible de transiter sur l'un des tronçons au moins est supérieure à la puissance admissible sur ce tronçon.

Projet

En 2021, on recense un nombre de départs BT mal alimentés plus important qu'en 2015 (166 départs mal alimentés à fin 2021, *contre 114 départs à fin 2015).*

Maille concession	2015		2018		2019		2020		2021	
	UR	RU	UR	RU	UR	RU	UR	RU	UR	RU
Nb de départs BT contrainte de tension	21	93	49	138	55	143	47	130	31	121
Nb de départs BT en contrainte d'intensité	5	1	18	2	15	2	18	2	11	1
Nb de départs BT en contrainte d'intensité et de tension	1	1	4	1	3	1	1	1	1	1

S'agissant de la hausse observée entre 2015 et 2021 du nombre de départs BT en contrainte, elle provient au principal, d'un changement du modèle statistique retenu par Enedis pour son système SIG-GDO qui réalise les modélisations du réseau. Le nouveau modèle de calcul dénommé « Érable » est utilisé depuis 2018.

Cette évolution fait suite aux réflexions menées au niveau national dans le cadre d'un groupe de travail associant des représentants de la FNCCR et des autorités concédantes.

Enedis a fait évoluer son modèle statistique de façon à prendre en compte, dans la modélisation :

- la croissance significative de la production décentralisée,
- les données de consommation des compteurs Linky,
- la mise à jour des tensions de consignes des postes sources,
- un nouveau rattachement géographique des stations météo,
- les injections des données relatives aux Actifs Détaillés Localisés.

Ces nouvelles prises en compte ont eu une forte incidence sur le résultat du calcul du nombre de départs mal alimentés et de clients mal alimentés.

2.1.2.2. Analyse des clients mal alimentés (CMA) au sens de la tenue globale de tension

Au titre de la tenue globale de tension un usager est dit mal alimenté, s'il subit au moins une fois dans l'année une valeur efficace de la tension BT ou HTA, moyennée sur 10 minutes, inférieure à 90% ou supérieure à 110% de la valeur de la tension nominale de référence.

Le niveau global de tenue de la tension n'est pas respecté si le pourcentage de clients mal alimentés dépasse 3% à la fois sur le département et sur la concession. La concession du SDEC ENERGIE s'étend sur l'ensemble du département du Calvados.

Année	Nombre clients BT de la concession	Nombre clients BT en chute de tension	% de clients mal alimentés	Nombre clients BT en Rural	Nombre clients BT en chute de tension en Rural	% de clients mal alimentés en Rural	Nombre clients BT en Urbain	Nombre clients BT en chute de tension en Urbain	% de clients mal alimentés en Urbain
2011	418 052	2 398	0,57%	126 419	1 420	1,12%	291 633	978	0,34%
2012	424 064	1 506	0,36%	128 732	809	0,63%	295 332	697	0,24%
2013	426 739	1 237	0,29%	129 937	812	0,62%	296 802	425	0,14%
2014	431 075	682	0,16%	131 326	485	0,37%	299 749	197	0,07%
2015	435 995	504	0,12%	132 688	398	0,30%	303 307	106	0,03%
2016	439 880	318	0,07%	154 309	229	0,15%	276 766	89	0,04%
2017	442 488	261	0,06%	135 389	159	0,12%	307 099	102	0,03%
2018	447 331	782	0,17%	138 454	441	0,32%	308 877	341	0,11%
2019	452 101	1 171	0,26%	139 828	617	0,44%	312 273	554	0,18%
2020	454 947	919	0,20%	140 578	626	0,45%	314 369	293	0,09%
2021	462 492	802	0,17%	142 545	570	0,40%	319 947	232	0,07%

Le schéma directeur des investissements fixe comme valeur repère un taux d'usagers mal alimentés en tenue de tension inférieur au taux calculé pour l'année 2015 soit 0,12%. Ce taux est dépassé chaque année depuis 2018. Ce dépassement est principalement dû au changement du modèle statistique évoqué ci-dessus.

Le quart sud-est du département est davantage impacté en nombre de CMA par commune.

Projet

2.2. Critère B : temps moyen de coupure des clients BT

La durée moyenne de coupure (BT) (ci-après « critère B ») est définie comme le ratio de la durée de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT. Ces coupures longues peuvent être liées à des travaux ou des incidents.

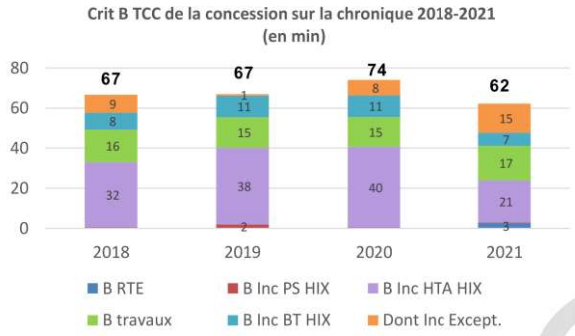
Le critère B peut être déterminé toutes causes confondues (TTC) ou hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels (HIX). Sont considérés comme des événements exceptionnels, les évènements suivants :

- 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. Dans les zones insulaires non interconnectées aux réseaux électriques continentaux ayant moins de 100 000 clients, le seuil de 100 000 clients susmentionné est abaissé à la moitié du nombre de clients raccordés dans la zone concernée.

De plus, il est calculé ci-après hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).

2.2.1. Critère B Toutes Causes Confondues (crit B TCC)

Le critère B « Toutes Causes Confondues » de la concession sur la période 2018-2021 est décomposé comme suit :



Année	Crit B TCC Concession (en min)	Crit B TCC National (en min)
2018	66,7	79,7
2019	67	96,1
2020	74	69,8
2021	62,2	60
Moyenne 2018-2021	67,5	76,4
Moyenne 2011-2015	91,2	77,8

- B RTE : Durée Moyenne de Coupure liée au réseau public de transport,
- B travaux ; Durée Moyenne de Coupure liée aux travaux menés par les différents maitres d'ouvrage,
- B incident PS HIX : Durée Moyenne de Coupure liée aux incidents ayant pour siège les postes sources hors évènements exceptionnels,
- B incidents BT HIX : Durée Moyenne de Coupure liée aux incidents ayant pour siège le réseau BT hors événements exceptionnels,
- B incidents HTA HIX : Durée Moyenne de Coupure liée aux incidents ayant pour siège le réseau HTA hors événements exceptionnels,
- Dont incident exceptionnel : Durée Moyenne de Coupure liée aux événements exceptionnels.

Le temps moyen de coupure TCC pour les clients BT de la concession est de **67,5 min en moyenne sur la période 2018-2021**, soit 23,7 min de moins que la moyenne 2011-2015.

Les résultats sont meilleurs que ceux à la maille nationale pour 2018 et 2019. En 2020, les événements climatiques pèsent dans le bilan [en particulier 6 min de HIX pour les tempêtes CIARA et DENNIS de 2020].

Sur 2018-2021, on relève les principaux constats suivants :

- **La contribution du climatique exceptionnel** est moins marquée que sur la chronique 2011-2015 mais intervient **de manière plus fréquente : autour de 10 min de B/an** excepté en 2019.

- **La prédominance de la part « incidents HTA HIX » avec une moyenne de 48% du critère B TCC,** notamment en 2019 et 2020 où la part du B « incidents HTA HIX » est majoritaire du fait notamment des phénomènes climatiques non exceptionnels, tels que :
  - La tempête MIGUEL (7 et 8/06/2019 : 6 min HIX),
  - Les événements climatiques des 13 et 14/12/2019 (5 min HIX),
  - Une partie de la tempête CIARA* (9 et 10/02/2020 : 3 min HIX),
  - Les épisodes de foudre des 11 et 18/08/2020 (5 min HIX),
  - Une partie de la tempête DENNIS* (15 et 16/02/2020 : 3 min HIX) ;

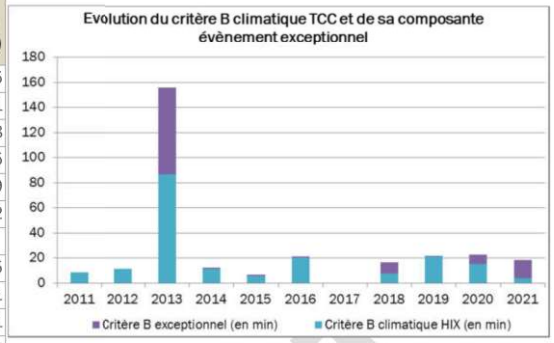
* Il est à noter que certains évènements sont en partie classés comme des évènements exceptionnels.

- **un effort réalisé sur le B travaux** (en dessous de 16 min en moyenne 2018-2021) contre 18 en moyenne 2011-2015.

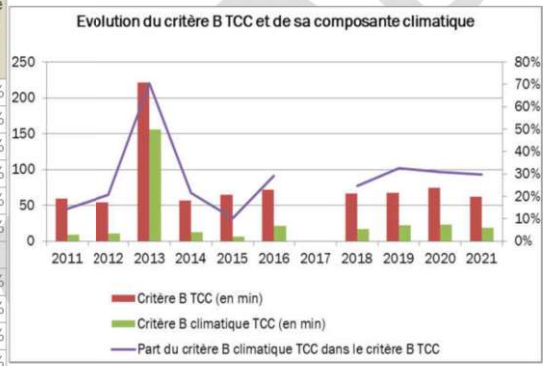
Il est également à noter une relative stabilité du critère B, pourtant regardé ici « TCC », **avec une étendue d'environ 12 min** sur la période 2018-2021 [de 62 min en 2021 à 74 min en 2020], *contre un écart de 167 min [de 54 min en 2012 à 221 min en 2013] sur la période 2011-2015.*

Projet

Année	Critère B climatique TCC (en min)	Dont critère B exceptionnel (en min)	Critère B climatique HIX (en min)
2011	8,5	0	8,5
2012	11,1	0	11,1
2013	156	69,2	86,8
2014	12,3	0,8	11,5
2015	6,6	0,7	5,9
2016	21	0,8	20,2
2017			
2018	16,5	9,1	7,5
2019	21,8	0,8	21
2020	22,9	7,7	15,1
2021	18,5	14,6	3,9



Année	Critère B TCC (en min)	Critère B climatique TCC (en min)	Part du critère B climatique TCC dans le critère B TCC
2011	59	9	14%
2012	54	11	21%
2013	221	156	71%
2014	57	12	22%
2015	65	7	10%
2016	72	21	29%
2017			
2018	67	17	25%
2019	67	22	33%
2020	74	23	31%
2021	62	19	30%



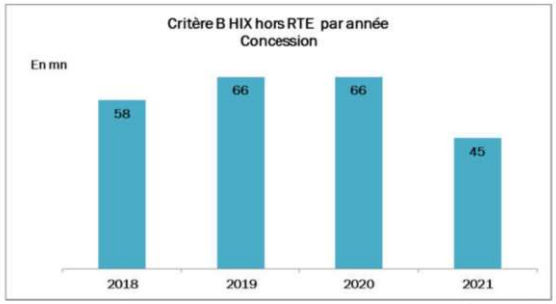
La part climatique du critère B est principalement reliée au siège des incidents HTA.

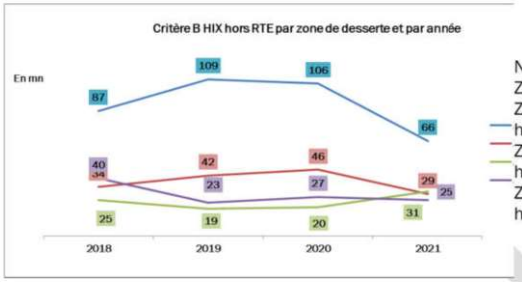
2.2.2. Focus sur le critère B HIX hors RTE (en min)

2.2.2.1. Critère B HIX hors RTE par zone de desserte.

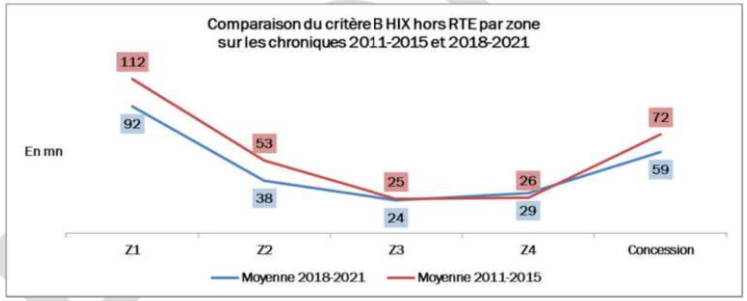
Critère B HIX hors RTE par zone de desserte En min	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021 Maille concession	*Moyenne 2011-2015 Maille concession*
Z1	87	109	106	66	92	*112*
Z2	34	42	46	29	38	*53*
Z3	25	19	20	31	24	*25*
Z4	40*	23	27	25	29	*26*
Concession	58	66	66	45	59	*72*
National				56		

* Pour l'année 2018 en Z4 : 7 min sont liés aux mouvements sociaux, 3,7 min à un incident sur tableau HTA (poste de 400 clients) et 3 min à un incident CPI.





Nota bene pour rappel :
Z4 : communes de plus de 100 000 habitants
Z3 : agglomérations de plus de 100 000 habitants
Z2 : agglomérations de plus de 10 000 habitants
Z1 : agglomérations de moins de 10 000 habitants



Sur la chronique 2018-2021, le temps moyen de coupure HIX hors RTE des clients BT de la concession s'étend de 45 à 66 min, soit chaque année en deçà de la moyenne 2011-2015 (i.e. 72 min).

Au titre des valeurs repères du SDI, les parties ont prévu que la valeur cible du critère B HIX hors RTE concessif moyen sur la durée du dernier PPI du contrat soit inférieure à 57 minutes avec une décroissance linéaire à chaque PPI par rapport à la valeur de départ du critère B HIX hors RTE concessif moyen 2011-2015 de 72 minutes, soit une valeur moyenne de l'ordre de -2 min par PPI.

Ainsi, pour le 1er PPI, le critère B HIX hors RTE concessif moyen devrait atteindre une valeur de l'ordre de 70 minutes.

Avec 59 minutes, le critère B HIX hors RTE concessif moyen 2018-2021 est en deçà de -16% de celui attendu en moyenne pour le 1er PPI, avec une phase d'investissements exceptionnels (programmes de renforcement et création du nouveau poste-source de Fontaine-Etoupefour).

2.2.2.2. Critère B HIX hors RTE intégrant les éclairages sur la part climatique

Le critère B TCC climatique est déterminé à partir des incidents ayant eu pour cause :

- Chute de branche par vent
- Chute d'arbre par vent
- Effort anormal par tempête de vent ou de pluie
- Effort anormal par tempête de neige ou de givre
- Coup de foudre
- Pollution, corrosion
- Condensation, inondation
- Cause inconnue : par grand vent
- Cause inconnue : par orage
- Cause inconnue : par neige ou givre.

Sur la chronique 2011-2016, hormis en 2013, année singulière en termes d'événements climatiques, le critère B climatique fluctuait entre 6,6 et 21 minutes chaque année.

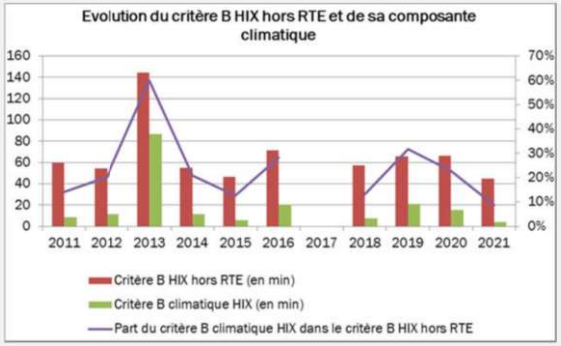
Année	Crit B TCC (en min)	Crit B HIX hors RTE (en min)	Crit B climatique TCC(en min)	Dont Crit B exceptionnel (en min)	Dont Crit B climatique HIX (en min)	Poids B climatique TCC dans B TCC	Poids B climatique HIX dans B HIX hors RTE
2018	66,7	57,5	16,5	9,1	7,5	25%	13%
2019	67,0	66,0	21,8	0,8	21,0	33%	32%
2020	74,0	66,3	22,9	7,7	15,1	31%	23%
2021	62,2	44,7	18,5	14,6	3,9	30%	9%
2018-2021	67,5	58,6	19,9	8,1	11,9	30%	20%
2011-2015	*91,5*	*71,9*	*38,8*	*14,1*	*24,7*	*42%*	*34%*

Sur 2018-2021, la part climatique représente 30% du B TCC et 20% du B HIX hors RTE de la concession (*contre respectivement 42% et 34% sur 2011-2015* qui intègre l'année 2013).

Commentaires du SDEC ENERGIE :

Il est difficile de tirer des conclusions de la comparaison de ces chroniques qui ne sont pas identiques sur le plan climatique (cf. en particulier l'année 2013). La complétude de cette analyse sera à mener après un retour expérience plus long.

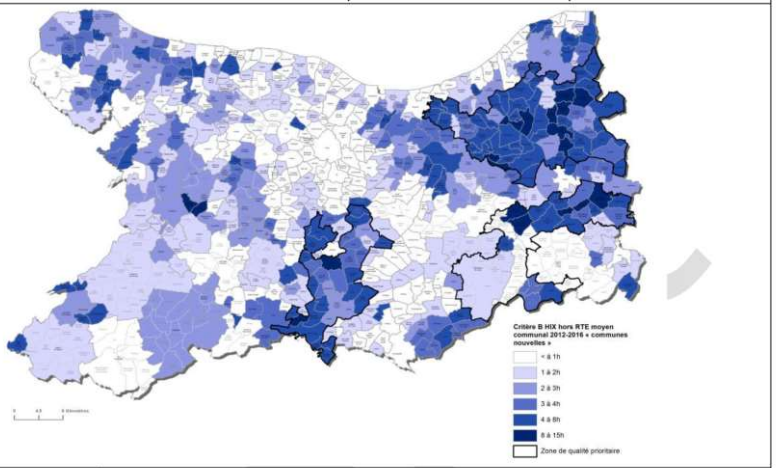
Année	Critère B HIX hors RTE (en min)	Critère B climatique HIX (en min)	Part du critère B climatique HIX dans le critère B HIX hors RTE
2011	60	9	14%
2012	54	11	20%
2013	145	87	60%
2014	55	12	21%
2015	47	6	13%
2016	72	20	28%
2017			
2018	58	8	13%
2019	66	21	32%
2020	66	15	23%
2021	45	4	9%



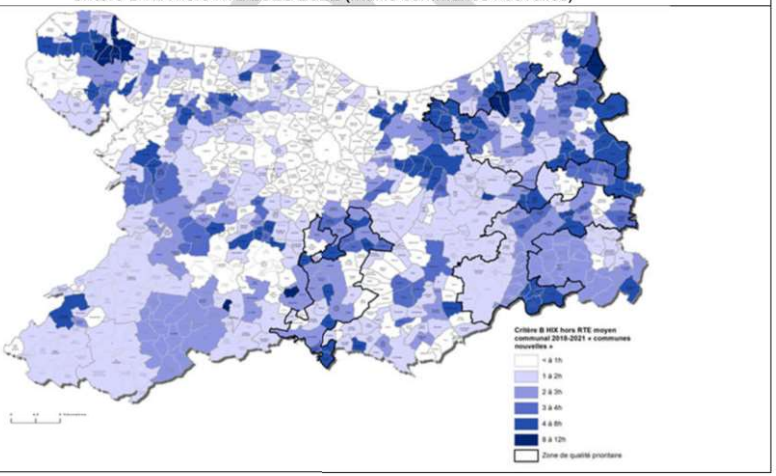
2.2.2.3. Critère B HIX hors RTE intégrant la vision par commune

Les valeurs du critère B ne sont plus disponibles pour les communes historiques. Afin de comparer l'évolution entre les deux chroniques 2012-2016 et 2018-2021, le critère a été recalculé pour 2012-2016 à la maille communes nouvelles.

Critère B HIX hors RTE 2012-2016 (maille communes nouvelles)



Critère B HIX hors RTE 2018-2021 (maille communes nouvelles)



La zone Nord-Ouest de la concession apparait avec quelques communes avec 4 à 12h de critère B HIX hors RTE.

Cette zone à fait l'objet de travaux significatifs au cours des dernières années. Ces derniers devraient permettre des gains sur le réseau HTA grâce à une meilleure structure, une meilleure fiabilité et une meilleure réactivité. En effet, les antennes du départ La Cambe ont été traitées en PDV (prolongation de durée de vie), le départ La Cambe a été dédoublé permettant la fiabilisation de l'alimentation des

bourgs de Grandcamp-Maisy et La Cambe (et Osmanville) et des réseaux à risque climatique ont été déposés sur le départ Trévières.

La zone Est de la concession montre plusieurs communes avec 4 à 12h de critère B HIX hors RTE. Cette zone, correspondant aux territoires des trois EPCI suivants, fera l'objet d'une convention ZQP pour la période 2023-2026 :

- Communauté d'agglomération Lisieux Normandie,
- Communauté de communes Terre d'Auge,
- Communauté de communes Normandie Cabourg Pays d'Auge.

Plage de 10% des communes de la concession (ordre croissant de la valeur de crit B HIX hors RTE moyenne 2018-2021)	Valeur maximale de crit B HIX hors RTE moyenne 2012-2016 (en min)	Valeur maximale de crit B HIX hors RTE moyenne 2018-2021 (en min)
0-10%	28	21
10-20%	44	34
20-30%	65	51
30-40%	91	72
40-50%	122	93
50-60%	159	120
60-70%	208	153
70-80%	263	211
80-90%	339	272
90-100%	893	732

Au titre des valeurs repères du SDI, les parties se sont fixées comme objectif que la fourchette haute du critère B HIX hors RTE moyen communal observé pour 80% des communes sur la chronique 2012-2016 (0-260 min) diminue de 30% sur la durée du dernier PPI du contrat avec une décroissance linéaire à chaque PPI (soit de l'ordre de -10 minutes par PPI).

Ainsi, pour le 1er PPI, 80% des communes devraient se trouver **sous le seuil haut de 250 minutes** sur la base du seuil initial ou 253 minutes avec prise en compte du calcul revu avec les communes nouvelles.

Sur la moyenne 2018-2021, 80% des communes de la concession ont un critère B HIX hors RTE inférieur ou égal à 211 min *(contre 263 min sur la chronique 2012-2016),* soit une réduction de près de 20% de la borne supérieure de l'intervalle ou exprimée en minutes, une réduction de la fourchette haute de 52 minutes.

2.2.2.4. Critère B HIX hors RTE intégrant la vision des ZQP

Compte tenu du redécoupage des communes nouvelles, les Zones de Qualité Prioritaires (ZQP) sont reconstituées et les valeurs de critère B par commune sont recalculées sur les deux chroniques : 2011-2017 et 2018-2021 à la maille des communes nouvelles (retenues dès lors que l'une des communes déléguées étaient en ZQP). Les ZQP maille communes nouvelles représentent 112 communes sur les 528 communes nouvelles de la concession.

Num ZQP	Nom ZQP	*Critère B HIX hors RTE 2012-2016 (en min)*	Critère B HIX hors RTE 2018-2021 (en min)
1	Pays d'Auge nord	*289*	175
2	Pays d'Auge sud	*216*	111
3	Centre sud	*264*	128
	Moyenne	*253*	140

On souligne une **nette amélioration du temps de coupure moyen HIX hors RTE sur les 3 ZQP retenues au titre du premier PPI.**

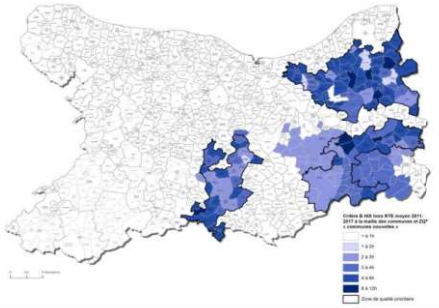
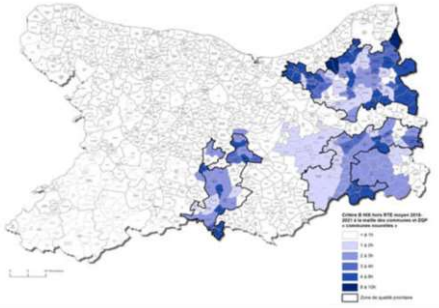
Plage de 10% des communes des ZQP (ordre croissant de la valeur de critère B HIX hors RTE moyen)	*Valeur max de critère B HIX hors RTE moyenne 2011-2017 initiale (communes historiques) de la plage 10%*	Valeur max de critère B HIX hors RTE moyenne 2011-2017 (en min)	Valeur max de critère B HIX hors RTE moyenne 2018-2021 (en min)
0-10%		152	55
10-20%		191	82
20-30%		219	105
30-40%		247	131
40-50%		273	160
50-60%		305	198
60-70%		333	235
70-80%	*470*	366	275
80-90%		445	329
90-100%		716	574

Au titre de l'objectif d'amélioration de la qualité de la convention « ZQP », les parties se sont fixées comme objectif que la fourchette haute du critère B HIX hors RTE moyen communal observé pour 80% des communes des 3 ZQP sur la chronique 2011-2017 (0-470 min) diminue de 10% sur la durée de la convention (soit - 47 minutes).

Ainsi, pour le 1er PPI, 80% des communes des ZQP devraient se trouver sous le seuil haut de 423 minutes sur la base du seuil initial ou 319 minutes avec prise en compte du calcul revu avec les communes nouvelles.

Sur la moyenne 2018-2021, 80% des communes en ZQP ont un critère B HIX hors RTE inférieur ou égal à 275 min, soit une réduction de 42% de la borne supérieure de l'intervalle initial (470 minutes) ou de 25% de la borne supérieure de l'intervalle calculé à la maille communes nouvelles (366 minutes) ou exprimée en minutes, une réduction de la fourchette haute de 91 minutes.

L'objectif d'amélioration de la qualité de la convention est atteint.

Critère B HIX hors RTE 2011-2017 ZQP (maille communes nouvelles)	Critère B HIX hors RTE 2018-2021 ZQP (maille communes nouvelles)
	

Projet

2.2.2.5. Composantes du critère B BT

Année	Critère B Total TCC (en min)	Critère B Inc BT TCC (en min)	Critère B Inc BT TCC en % du crit. B Total TCC	Critère B Total HIX hors RTE (en min)	Critère B Inc BT HIX (en min)	Critère B Inc BT HIX en % du crit. B Total HIX
2018	66,7	9,3	14%	57,5	8,4	14%
2019	67,0	11,3	17%	66,0	10,7	17%
2020	74,0	11,9	16%	66,3	10,7	17%
2021	62,2	8,5	14%	44,7	6,6	16%

Sur la chronique 2018-2021, la part des incidents BT est en moyenne de 15% du critère B total TCC et 16% du critère B HIX hors RTE.

Les incidents exceptionnels sur la BT ne représentent **qu'entre 0,6 min en 2019 et 1,9 min en 2021**, indiquant que le réseau BT s'est comporté de façon relativement robuste face aux situations climatiques exceptionnelles de la chronique.

2.2.2.6. Composante du critère B BT pour la partie climatique

Année	Critère B climatique TCC (en min)	Critère B climatique BT TCC (en min)	Critère B climatique BT TCC en % du crit. B climatique TCC	Critère B climatique HIX (en min)	Critère B climatique BT HIX (en min)	Critère B climatique BT HIX en % du critère B climatique HIX
2018	16,5	1,41	9%	7,5	1,26	17%
2019	21,8	2,60	12%	21,0	2,60	12%
2020	22,9	2,88	13%	15,1	2,47	16%
2021	18,5	2,18	12%	3,9	0,63	16%

Sur la chronique 2018-2021, la part du critère B climatique due au réseau BT varie de 9 à 13% du critère B climatique global TCC et de 12 à 17% du critère B climatique global HIX.

2.2.3. Fréquence de Coupures Longues incidents HTA des clients BT

La fréquence moyenne de coupures permet d'appréhender le nombre moyen de coupures divisé par le nombre d'usagers à la maille mesurée. La fréquence moyenne peut être étudiée hors événement exceptionnel ou toutes causes confondues.

2.2.3.1. Fréquence de Coupures Longues Toutes Causes Confondues des clients BT

La fréquence de Coupures Longues incidents HTA, permet d'appréhender le nombre moyen de coupures longues (>3 min) sur incident HTA par client BT. Elle est calculée « Toutes Causes Confondues » afin de mesurer le niveau réel de continuité de fourniture, y compris donc pendant les événements climatiques exceptionnels.

Cet indicateur est donné pour chaque année de la période retenue, avec, à titre comparatif, les résultats à la maille nationale quand ils sont disponibles.

Année	Fréquence CL incidents HTA TCC Concession	Fréquence CL incidents HTA TCC National
2018	0,53	0,57
2019	0,48	0,53
2020	0,51	X
2021	0,30	0,44
Moyenne 2018-2021	0,46	X
Moyenne 2011-2015	*0,58*	*0,61*

La Fréquence de coupures longues incident HTA TCC de la concession du SDEC ENERGIE est de 0,46 incidents/client/an en moyenne sur la chronique 2018-2021 (*contre 0,58 en moyenne sur la chronique 2011-2015*), **elle est en amélioration nette sur la chronique quelle que soit la zone de desserte.**

2.2.3.2. Fréquence de Coupures Longues – Par zone de desserte

Afin d'approfondir l'analyse, les résultats ci-dessus sont donnés par zone de desserte homogène et comparés avec les valeurs du national (en fonction de leur niveau de disponibilité).

Année	2018	2019	2020	2021
Fréquence CL incidents HTA TCC Z1 Concession	0,82	0,81	0,77	0,43
Fréquence CL incidents HTA TCC Z2 Concession	0,24	0,25	0,35	0,30
Fréquence CL incidents HTA TCC Z3 Concession	0,36	0,24	0,25	0,18
Fréquence CL incidents HTA TCC Z4 Concession	0,37	0,14	0,26	0,06

Année	2018	2019	2020	2021
Fréquence CL incidents HTA TCC Z1 National	0,94	0,92		
Fréquence CL incidents HTA TCC Z2 National	0,45	0,41		
Fréquence CL incidents HTA TCC Z3 National	0,41	0,39		
Fréquence CL incidents HTA TCC Z4 National	0,30	0,21		

Comme pour la chronique 2011-2015, quelle que soit l'année considérée sur 2018-2021, la fréquence de coupures longues est la plus élevée en Z1. Elle est cependant inférieure à la moyenne nationale pour les années 2018 et 2019.

Projet

2.2.4. Fiabilité des ouvrages HTA

2.2.4.1. Taux d'incidents HTA TCC avec dégât et hors tiers

Année	Longueur de réseau HTA (en km)	Nb Incidents HTA TCC avec dégât hors tiers	Taux d'Inc/an/100km de réseau HTA TCC avec dégâts hors tiers
2018	8 703	241	2,8
2019	8 712	284	3,2
2020	8 793	343	3,9
2021	8 823	195	2,2
2018-2021	35 031	1 063	3,0
2011-2015	*42 693*	*1 318*	*3,1*

2.2.4.2. Fiabilité des ouvrages HTA aériens

L'analyse de la fiabilité ne prend en compte que les incidents ayant induit un dégât pour évaluer la fiabilité intrinsèque du réseau et cibler les investissements nécessaires. Le taux d'incidents HTA aériens TCC et HIX avec dégât et hors tiers est le suivant :

Année	Longueur de réseau HTA aérien (en km)	Nb Incidents HTA aérien TCC avec dégât hors tiers	Taux d'Inc/an/100km de réseau HTA aérien TCC avec dégâts hors tiers	Nb Incidents HTA aérien HIX avec dégât hors tiers	Taux d'Inc/an/100km de réseau HTA aérien HIX avec dégâts hors tiers
2018	4 868	139	2,9	117	2,4
2019	4 802	163	3,4	163	3,4
2020	4 765	226	4,7	195	4,1
2021	4 714	107	2,3	80	1,7
2018-2021	19 149	635	3,3	555	2,9
2011-2015	*25 482*	*682*	*2,7*	*656*	*2,6*

Sur la période 2018-2021 :

- **38%** des incidents HIX avec dégât sur le réseau HTA aérien sont causés **par l'usure** dont 28% sur les attaches, isolateurs ou raccord/pont (153 inc) – *contre 32%/20% sur 2011-2015,*
- **23%** des incidents HIX avec dégât sur le réseau HTA aérien sont causés **par le bois** dont 16% situés sur les conducteurs – *contre 19%/14% sur 2011-2015,*
- **27%** ont une **cause climatique hors bois** – *contre 33% sur 2011-2015,*
- **9%** sont d'origine externe (hors tiers) – *contre 5% sur 2011-2015.*

En synthèse, on note que :

- Le taux d'incidents HTA aériens TCC, comme HIX, avec dégât et hors tiers moyen 2018-2021 a augmenté par rapport à celui de la chronique 2011-2015. L'évolution du taux d'incidents HTA aériens pour usure donnera lieu à un suivi spécifique dans le cadre du second PPI.

- La part d'incidents HTA aériens HIX avec dégât et hors tiers, dus aux trois **causes usure, bois et origine externe s'est dégradée** par rapport à la chronique 2011-2015 tandis que la part des incidents pour cause climatique hors bois s'est améliorée.

Sur la chronique 2018-2021, 45% des incidents HTA aériens HIX avec dégât et hors tiers localisés sur les conducteurs sont dus au bois, contre 30% sur la chronique 2011-2015.

La table des sièges et des causes sur la chronique 2018-2021 est détaillée en annexe.

Selon l'inventaire élagage, 15% du réseau HTA sont recensés avec de la végétation à 5 m.

2.2.4.3. Fiabilité des ouvrages HTA souterrains

Les incidents considérés sont TCC hors tiers.

Année	Longueurs de réseau (en km)			Nombre d'incidents			Taux d'incident/an/100 km		
	Réseau souterrain	Réseau en synthétique	Réseau en CPI	Réseau souterrain	Réseau en synthétique	Réseau en CPI	Réseau souterrain	Réseau en synthétique	Réseau en CPI
2018	3 834	3 655	178	41	21	20	1,1	0,6	11,2
2019	3 909	3 745	164	32	19	13	0,8	0,5	7,9
2020	4 028	3 871	158	40	25	15	1,0	0,6	9,5
2021	4 108	3 958	150	34	23	11	0,8	0,6	7,3
2018-2021	15 880	15 229	651	147	88	59	0,9	0,6	9,1
2011-2015	16 973	9 806	653	236	42	94	*1,4*	*0,5*	*14,3*

Sur la chronique 2018-2021, le réseau HTA souterrain en CPI représente 4% du réseau souterrain de la concession mais en moyenne 40% des incidents sur ce dernier (5% et 66% sur la chronique 2011-2015).
Le taux d'incident CPI HTA reste élevé (9,1 inc/an/100 km en moyenne 2018-2021) mais en amélioration *(14,3 inc/an/100km sur la chronique 2011-2015)* à la maille concession et sur l'ensemble des Zones de desserte.
La fiabilité des ouvrages souterrains par zone de desserte est présentée en annexe 4.

2.2.5. Fiabilité des ouvrages BT

2.2.5.1. Taux d'incidents BT TCC hors tiers

L'analyse de la fiabilité est réalisée par technologie :

Année	Taux d'incident / an / 100 km du réseau BT Hors Incidents Tiers																	
	Toutes Causes Confondues (1)		Réseau Aérien										Réseau Souterrain					
			Toutes Causes Confondues (2)		Lignes aériennes								Toutes Causes Confondues		Câbles souterrains			
					Conducteurs NU (Cuivre)						Conducteurs Torsadés				Câble synthétique (Alu)			Câble CPI (Cuivre)		
					Toutes Sections		Faible Section													
	Nb Inc	Taux	Nb Inc	Taux	Nb Inc	Taux	Nb Inc	/ Lg NU	/ Lg FS		Nb Inc	Taux Nb Inc	Nb Inc	Taux	Nb Inc	/ Lg Sout	/ Lg Alu	Nb Inc	/ Lg Sout	/ Lg CPI
2018	542	4,9	302	5,9	136	21,0	21	3,2	10,1		166	3,7	194	3,3	18	0,3	2,3	11	0,2	9,6
2019	559	5,0	334	6,7	115	20,1	25	4,4	15,1		219	4,9	191	3,1	19	0,3	2,6	6	0,1	5,7
2020	740	6,6	463	9,4	146	29,1	38	7,6	28,8		317	7,2	220	3,5	17	0,3	2,4	9	0,1	8,7
2021	371	3,3	213	4,4	67	15,3	10	2,3	10,2		146	3,3	132	2,1	3	0,0	0,4	4	0,1	4,0
2018-2021	2 212	5,0	1 312	6,6	464	21,5	94	4,4	15,6		848	4,8	737	3,0	57	0,2	1,9	30	0,1	7,1
2011-2015	2 697	5,0	1 195	4,3	651	12,2	261	4,9	11,6		431	1,9	577	2,2	26	0,2	0,8	20	0,1	4,9

(1) La somme TCC recense l'ensemble des incidents BT (yc branchements et accessoires) et non les seuls incidents dont le siège est une canalisation (aérienne ou souterraine)
(2) Ne figurent pas les incidents BT avec siège sur branchement, les incidents postes HTA et transformateurs, les incidents sans dégât

Globalement, on constate que :

- Le taux d'incident sur le BT souterrain est relativement stable avec une diminution en 2021, notamment sur le synthétique.
- Le réseau BT souterrain CPI est entre deux et trois fois plus incidentogène que le réseau BT souterrain.
- Concernant le réseau BT aérien, l'année 2020 a enregistré la tempête CIARA (9 au 11/02) avec un impact marqué sur les réseaux BT et également sur les résultats de la chronique.

- Le réseau BT aérien fils nus est très incidentogène (plus de 4 fois plus que le réseau BT torsadé).

L'analyse des sièges et causes des incidents sur le réseau BT **aérien** [2018-2021] est la suivante :

Majoritairement, les sièges d'incidents se situent sur les conducteurs et plus particulièrement sur le réseau torsadé (le plus étendu, soit 91% du réseau BT aérien) avec cause bois, cause majoritaire des incidents sur le réseau aérien sur la concession (chute d'arbres).

Le nombre d'incidents sur les conducteurs nus décroit attestant que la dépose de ces ouvrages se fait bien prioritairement sur les conducteurs incidentogènes.

L'analyse des sièges et causes des incidents sur le réseau BT **souterrain** [2018-2021] est la suivante :

En 2021, on constate une nette diminution des incidents sur les câbles notamment sur les CPI, 2 tendances « siège/cause » se dégagent : les câbles et les accessoires sont principalement touchés et la cause usure ressort de façon prépondérante.

2.2.6. Synthèse des taux d'incident de la concession

La synthèse des taux d'incident à la maille concessive est la suivante :

Maille concession, moyenne sur la chronique

Réseau HTA	Taux d'incident /100km/an 2018-2021	*Taux d'incident /100km/an 2011-2015*
Réseau HTA		*3.1*
Réseau HTA aérien	3,3	*2.7*
Réseau HTA souterrain	0,9	*1.4*
Réseau HTA souterrain en synthétique	0,6	*0,5*
Réseau HTA souterrain CPI	9,1	*14.3*

Réseau BT	Taux d'incident /100km/an 2018-2021	*Taux d'incident /100km/an 2011-2015*
Réseau BT	4,9	*5*
Réseau BT aérien	6,6	*4.3*
Réseau BT nu (nu + FS)	21,5	*12.2*
Réseau BT nu faible section (1)	15,5	*11.6*
Réseau BT torsadé	4,8	*1.9*
Réseau BT souterrain	3,0	*2.2*
Réseau BT CPI (2)	7,0	*4.9*

(1) Pour un linéaire faible, soit 100 km, ce qui explique une volatilité plus marquée du taux d'incident.

(2) Pour un linéaire faible, soit 100 km, ce qui explique une volatilité plus marquée du taux d'incident.

Les réseaux les plus incidentogènes sont le réseau BT aérien fils nus (6 fois plus incidentogène que le réseau BT torsadé) et le réseau HTA souterrain CPI.

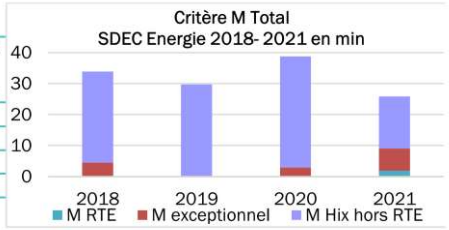
2.3. Critère M : Durée moyenne de coupure des clients HTA

Selon la définition du TURPE, le critère M représente la durée moyenne de coupure en HTA. Elle est définie comme le temps moyen de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des clients HTA, pondéré par la puissance souscrite de ces mêmes clients au 31 décembre de l'année considérée.

Dans le cadre de la régulation incitative, cet indicateur de suivi est déterminé hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages). Le TURPE fixe des valeurs de référence consolidées de cet indicateur à maille nationale.

Le critère M est décomposé de la façon suivante sur le périmètre de la concession :

Année	Critère M RTE (en min)	Critère M exceptionnel (en min)	Critère M HIX hors RTE (en min)	Critère M Total (en min)
2018	0,1	4,4	29,4	34
2019	0	0	29,7	29,8
2020	0	2,9	35,9	38,9
2021	1,8	7,2	16,8	25,8



3. Analyse technique

3.1. Risques climatiques

3.1.1. Réseau soumis au risque climatique

Un focus sur les réseaux HTA montre qu'à fin 2021 on recense 261 km de réseau à risque climatique, soit 5,6% du réseau HTA aérien de la concession (contre 310 km à fin 2015), soit une réduction de près de 16% du linéaire de réseau exposé.

Réseaux HTA	Risque bois (en km)	Risque vent (en km)	Faible section (en km)	Tous risques avérés (en km)
Tous réseaux	83,0	112,9	75,7	261,0
hors 148² Alm	*68,7*	*101,1*	*75,7*	*235,1*

Avec l'évolution de la politique aléa climatique V1 à V2, le criblage des zones prioritaires s'est reporté des principales et secondaires bouclées vers les antennes à fort risque (linéaire et impact en nombre de clients BT). L'objectif est de maintenir les capacités à traiter 75 km de réseau PAC à l'échelle du schéma directeur des investissements.

Un focus sur le réseau BT fils nus montre qu'à fin 2021, près d'1/3 des fils nus sont situés en zone Vent Fort (Supérieur à 170 km/h) dont 90% en zone Urbaine :

Longueur Fils Nus BT :	Longueurs (km)	% Tot Fils nus
en zone boisée	21	4,8%
en zone vent	141	32,2%

3.1.2. Analyse de la résilience du réseau HTA au risque inondation [TRI Caen-Dives]

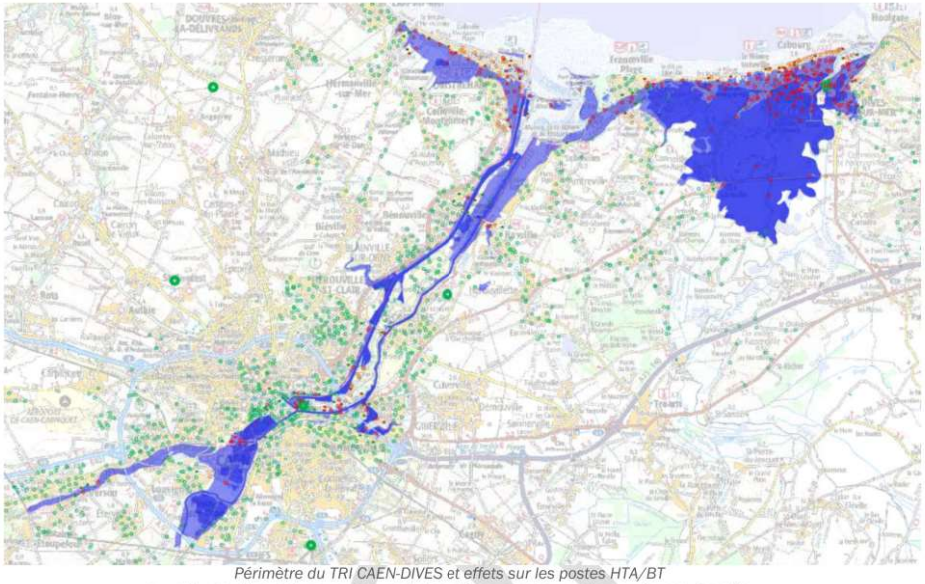
Dans ses analyses de risques, Enedis intègre le risque inondation sur le territoire de la concession afin de prévenir au mieux de ses conséquences électriques pour les consommateurs. L'analyse est construite à partir de l'aléa identifié par la préfecture dans la définition des Territoires à Risque Important (TRI), selon des critères nationaux et dans le cadre de la transposition de la Directive européenne inondation du 23 octobre 2007. Ces territoires correspondent à des zones dans lesquelles les enjeux potentiellement exposés aux inondations sont les plus importants (enjeux humains & économiques).

A partir des informations sur la surface potentielle des inondations, identifiées selon le TRI sur le périmètre de la concession, un croisement d'informations est réalisé avec la structure du réseau de distribution en HTA et en BT. Cette analyse intègre automatiquement les capacités de reprise du réseau HTA. Il est alors possible d'identifier, selon un risque centennal ou trentennal, trois types d'effets d'une inondation sur l'alimentation des clients :

- les clients dont le départ Basse Tension ou leur point de livraison est inondé - il n'est pas possible de sécuriser l'alimentation ;
- les clients dont le poste HTA/BT est inondé ;

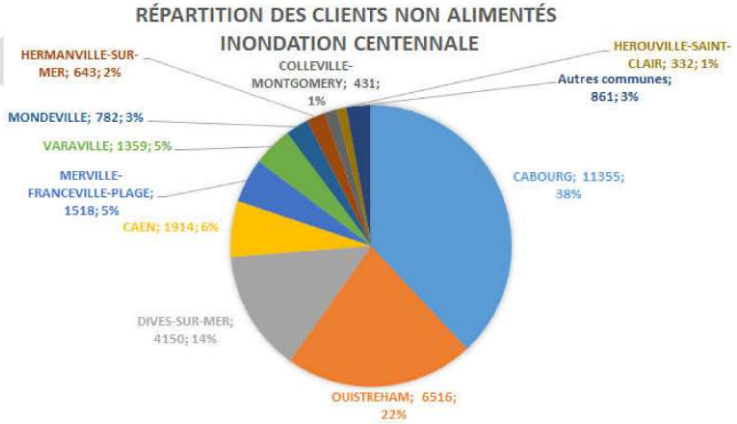
Projet

- les clients non inondés et coupés : l'alimentation de ces clients est coupée en amont. Le potentiel de sécurisation de l'alimentation par le réseau est alors principalement ciblé pour la réalimentation de ces clients.

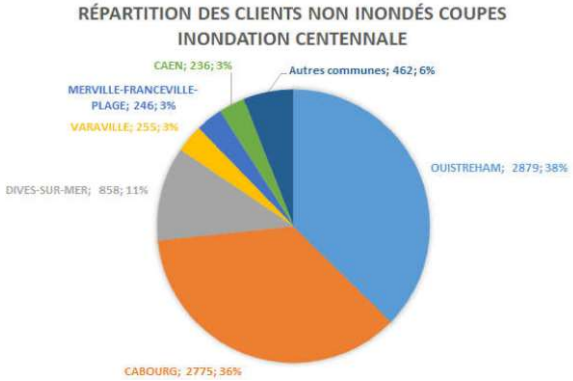


Périmètre du TRI CAEN-DIVES et effets sur les postes HTA/BT
en vert : pas d'impact, en rouge : poste inondé, en orange : poste coupés non inondés.

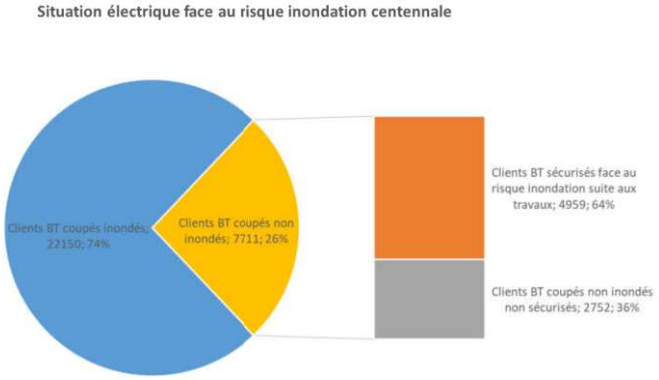
Sur le périmètre du TRI CAEN-DIVES, **150 postes HTA/BT peuvent être inondés en cas de phénomène centennal**. De plus, environ 110 postes HTA/BT sont coupés mais non inondés. Le nombre de clients non alimentés en cas d'inondation centennale par commune est réparti de la façon suivante :



L'inondation centennale touche les communes à proximité de la mer et de l'Orne. Cabourg est la commune la plus impactée en nombre de clients non alimentés (soit plus d'un tiers des clients coupés). Ouistreham (22%), Caen (6%) et Dives-sur-Mer (14%) sont également concernés.

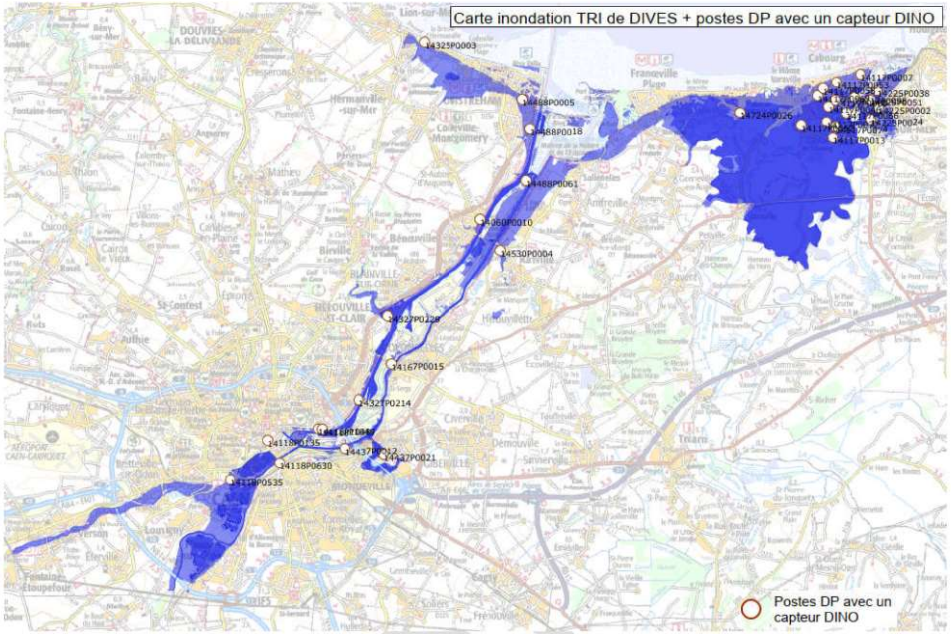


Le nombre de clients impactés par la perte d'alimentation en cas d'inondation ne présage pas directement du niveau de sécurisation réalisable. A Caen, les postes sont inondés sans présenter de zones émergées. Ouistreham (42% des clients) et Cabourg (25%) représentent deux potentiels importants de sécurisation face au risque d'inondation.



Sur le périmètre de la concession, 74% des clients BT impactés par le risque centennal ne peuvent pas être secourus car ils sont eux–mêmes (ou leur départ BT) inondés. Les travaux de sécurisation déjà réalisés ou engagés permettent de réalimenter deux tiers des clients qui étaient coupés non inondés.

Sur le périmètre de la concession, 34 postes HTA/BT ont été équipés de capteurs DINO dont 26 dans le cadre du PPI 2019-2022. Il est à noter en outre que dans le cadre de ce PPI, 25 autres postes HTA/BT ont été sécurisés.



Le plan de prévention multirisque (PPRM) de la Basse Vallée de l'Orne a été approuvé par arrêté préfectoral du 10 août 2021 (inondation par submersion marine (submersion marine, chocs mécaniques) avec prise en compte des conséquences du changement climatique, inondation par débordement de cours d'eau, érosion et migration dunaire).

Par ailleurs, le décret n° 2022-1077 du 28 juillet 2022 relatif à la résilience des réseaux aux risques naturels est venu préciser les obligations du concessionnaire dans les territoires à risques importants d'inondation.

L'impact des dispositions du plan de prévention multirisque de la Basse Vallée de l'Orne sur la politique d'investissements du concessionnaire est en cours d'analyse et fera l'objet d'une synthèse durant la période du 2ème PPI.

3.2. Evolution des conclusions du diagnostic technique entre les chroniques

Forces 2011-2016	Forces 2018-2021
Une bonne qualité de fourniture au quotidien (en moyenne) • **Respect des dispositions de l'arrêté du 24 décembre 2007 en matière de continuité et de tenue de tension** sur les 6 dernières années, • **Bon niveau de qualité au quotidien** évaluée au regard de la fréquence de coupures longues HTA : amélioration en Z4 depuis 3 ans pour passer sous la moyenne nationale. Un stock de réseau incidentogène limité • **Faible stock de réseaux HTA fortement incidentogènes** (FSA : 2,3 % du réseau aérien (123 Km) et CPI : 6% du réseau souterrain (203 Km)), • **Un stock de réseau aérien BT fils nus** réduit (BT fils nus 901 Km dont 356 km de fils nus de faible section). Des conditions d'exploitation favorables • **96%** du réseau HTA en 20KV	Une bonne qualité de fourniture au quotidien (en moyenne) • Respect des dispositions de l'arrêté du 24 décembre 2007 en matière de continuité et de tenue de tension sur les 4 dernières années, • Bon niveau de qualité au quotidien évaluée au regard de la fréquence de coupures longues HTA : amélioration marquée sur les zones de desserte Z1, Z3, Z4 entre 2018 et 2021 avec des valeurs inférieures aux moyennes nationales pour 2018 et 2019 (non disponibles en 2020 et 2021). Un stock de réseau incidentogène limité • Faible stock de réseaux HTA fortement incidentogènes (**Faible Section Aérienne : 1,6%** du réseau aérien à fin 2021 (76 km) et **CPI : 3,6%** du réseau souterrain à fin 2021 (150 km)) • Un stock de réseau aérien BT fils nus réduit (**BT fils nus 437 km** dont 98 km de fils nus de faible section à fin 2021). Des conditions d'exploitation favorables • 96% du réseau HTA en 20 kV à fin 2021.

Risques 2011-2016	Risques 2018-2021
Une qualité de fourniture contrastée • Un critère B HIX hors RTE à la maille concessive légèrement supérieur sur la chronique 2011-2015 à la moyenne nationale • Un critère B HIX hors RTE à la maille communale contrasté faisant apparaître de fortes variation du temps moyen de coupure avec quatre zones prioritaires : Pays d'Auge étendu, Bessin, au nord de Condé sur Noireau et Sud-Ouest du Calvados. Un réseau exposé • Un critère B climatique qui traduit une sensibilité forte du réseau aux phénomènes climatiques. Au global sur la chronique 2011-2016, la part climatique représente 41% du critère B TCC annuel. • **Une sensibilité du réseau HTA aux événements climatiques** du fait de 2 facteurs : - **une façade maritime importante,** avec **330 km de réseau aérien hors 148² Alm situé** dans la zone de vent fort > 170 km/h et 48,5 km en risque avéré vent à fin 2015 - **une forte présence du risque bois,** avec 768 km de réseau « végétalisé » notamment dans l'est (« pays d'auge étendu ») et le sud-ouest, dont 16 km en risque avéré bois à fin 2015.	Une qualité de fourniture contrastée et en bonne progression • Un critère B HIX hors RTE à la maille concessive inférieur de plus de 10 min à la moyenne nationale pour l'année 2021, les autres années n'étant pas disponibles. • Un critère B HIX hors RTE à la maille communale contrasté mettant cependant en évidence une nette progression du temps moyen de coupure sur les quatre zones prioritaires : Pays d'Auge étendu, Bessin, au nord de Condé sur Noireau et Sud-Ouest du Calvados. **Un réseau exposé aux aléas climatiques, avec une désensibilisation marquée** • Un critère B climatique qui traduit une forte sensibilité du réseau aux phénomènes climatiques, exceptionnels ou non : sur la chronique 2018-2021, la part climatique représente 30% du critère B TCC annuel. • Une sensibilité du réseau HTA aux événements climatiques du fait de 2 facteurs : • Une façade maritime importante, avec 280 km de réseau aérien hors 148² Alm situé dans la zone de vent fort > 170 km/h à fin 2021 dont 101 km en risque PAC avéré vent à fin 2021. • Une forte présence du risque bois avec 770 km de réseau végétalisé dont 83 km de réseau en PAC risque bois à fin 2021.

Projet

- Une sensibilité du réseau BT liée aux conditions climatiques, à un environnement boisé et notamment à l'existence d'un réseau aérien côtier soumis à un effet vent important. - Un territoire à risque avéré d'inondation, Un patrimoine sous surveillance • Un taux d'incident CPI-HTA élevé plus marqué en Z1, Z2 et Z3 • Un taux d'incident BT aérien fils nus **élevé** à la maille de la concession, • Un taux d'incident BT souterrain CPI à surveiller, • **Un réseau en contrainte de tension HTA** pour 8 départs à fin 2016, • Un réseau en contrainte de tension et d'intensité BT pour **83 départs** à fin 2016 • Un **âge moyen** des ouvrages qui augmente, • Une analyse de l'incidentologie des ouvrages à conforter en lien avec tous les facteurs de risques (structure, exposition, âge…)	• Une sensibilité du réseau BT liée aux conditions climatiques, à un environnement boisé et notamment à l'existence d'un réseau aérien côtier soumis à un effet vent important mais robuste vis-à-vis des événements exceptionnels • Un territoire à risque important inondation qui représenterait 1 550 clients non inondés coupés à la fin du 1er PPI contre 9 250 à fin 2015. **Un patrimoine sous surveillance, avec une amélioration de la fiabilité du souterrain** • Un taux d'incident CPI HTA restant élevé (**9,1 inc/an/100 km en moyenne 2018-2021**) mais en amélioration *(14,3 inc/an/100km sur la chronique 2011-2015)* à la maille concession et sur l'ensemble des zones de desserte. • Un taux d'incident BT aérien fils nus équivalent à la chronique précédente, avec un effet de la tempête Ciara en 2020, • Un taux d'incident BT souterrain CPI restant sous surveillance, • La concession ne compte **plus de départ HTA en chute de tension** à fin 2021, • Un réseau en contrainte de tension et/ou d'intensité BT pour 166 départs à fin 2021.

3.3. Forces et Risques de la concession au terme de la chronique 2018-2021

3.3.1. Forces

Une bonne qualité de fourniture au quotidien (en moyenne)

• La continuité globale de l'alimentation a été respectée chaque année sur la période d'analyse.

Avec **une moyenne 2018-2021 à 0,9**%, la valeur repère du taux moyen d'usagers mal alimentés en continuité d'alimentation sur la durée du PPI est respectée sur la chronique 2018-2021 (seuil à 1,5% en moyenne sur la durée d'un PPI).

•La tenue globale de la tension est respectée chaque année sur la période d'analyse. La tenue de la tension est de **0,2% en moyenne sur 2018-2021** *contre 0,3% en moyenne sur 2011-2015*, avec une évolution de la méthode de calcul. Cependant, la valeur repère du taux annuel d'usagers mal alimentés en tenue de tension est dépassée chaque année sur la chronique 2018-2021 (seuil à 0,12%), en lien avec l'évolution des paramètres de la méthode de calcul.

• Bon niveau de qualité au quotidien évaluée au regard du critère B HIX hors RTE (**59 min sur 2018-2021** *contre 72 min sur 2011-2015*) et de la fréquence de coupures longues HTA (**0,48 sur 2018-2021** *contre 0,56 sur 2011-2015*).

• Une amélioration globale du critère B HIX hors RTE à la maille communale : 80% des communes ont un temps de coupure HIX hors RTE qui se situe **en dessous de 211 min sur 2018-2021** (*contre 260 min sur 2011-2016*), soit une **réduction de près de 20**% de la borne supérieure de l'intervalle.

• La concession ne compte **plus de départ HTA en chute de tension** à fin 2021 (*contre 8 départs à fin 2016 à iso-calcul*).

Un stock de réseau incidentogène limité

• Faible stock de réseaux HTA fortement incidentogènes (**Faible Section Aérienne : 75,7 km, soit 1,6%** du réseau aérien **à fin 2021** *contre 123 km et 2,3% à fin 2015* et **CPI : 150,5 km, soit 3,6%** du réseau souterrain **à fin 2021** *contre 203 km et 6% à fin 2015*)
• Un stock de réseau aérien BT fils nus réduit (**BT fils nus 437 km dont 98 km de fils nus de faible section à fin 2021** *contre 901 km et 356 km de FS à fin 2015*) avec une incertitude sur la fiabilité des bases concernant le stock de réseau en fil nu BT.

Des conditions d'exploitation favorables

• 96% du réseau HTA en 20 kV à fin 2021. *Ce ratio est stable comparativement à la chronique 2011-2015.*

3.3.2. Risques

Une qualité de fourniture contrastée et en bonne progression

• Elle fait apparaître des variations du temps moyen de coupure étendues qui se situe entre [0 ; 732 min] sur 2018-2021 *contre [0 ; 893 min] pour 2012-2016*, soit une diminution de 18% de la fourchette haute de l'intervalle.
Sur la moyenne 2018-2021, 80% des communes de la concession ont un critère B HIX hors RTE inférieur ou égal à 211 min (*contre 263 min sur la chronique 2012-2016*), soit une réduction de près de 20% de la borne supérieure de l'intervalle.
Une zone prioritaire se démarque : le Pays d'Auge étendu.

Un réseau exposé aux aléas climatiques, avec une désensibilisation marquée

• Un critère B climatique qui traduit une forte sensibilité du réseau aux phénomènes climatiques, exceptionnels ou non : sur la chronique 2018-2021, la part climatique représente **30% du B TCC et 20% du B HIX hors RTE** (*contre respectivement 42% et 34% sur 2011-2015*), soit une progression de 10 points entre les deux chroniques.

• Une sensibilité du réseau HTA aux événements climatiques du fait de 2 facteurs :
- une façade maritime importante, avec **280 km de réseau aérien hors 148² Alm situé dans la zone de vent fort > 170 km/h à fin 2021** (*330 km en 2015*) dont 101 km en risque PAC avéré vent à fin 2021.
- une forte présence du risque bois avec **770 km de réseau végétalisé dont 83 km de réseau en PAC risque bois à fin 2021.**

• Une sensibilité du réseau BT liée aux conditions climatiques, à un environnement boisé et notamment à l'existence d'un réseau aérien côtier soumis à un effet vent important mais robuste vis-à-vis des événements exceptionnels.
• Un territoire à risque important inondation qui représenterait **1 550 clients non inondés coupés à la fin du 1er PPI** *contre 9 250 à fin 2015.*

Un patrimoine sous surveillance, avec une amélioration de la fiabilité du souterrain

• Un taux d'incident CPI HTA restant élevé (**9,1 inc/an/100 km en moyenne 2018-2021**) mais en amélioration *(14,3 inc/an/100km sur la chronique 2011-2015)* à la maille concession et sur l'ensemble des zones de desserte.
• Un taux d'incident HTA aérien en augmentation sur la chronique 2018-2021 par rapport à 2011-2015, à surveiller précisément, notamment sur le volume des incidents concernés et leurs causes.
• Un taux d'incident BT aérien fils nus **très élevé** à la maille de la concession.
• Un taux d'incident BT souterrain CPI important.
• Un réseau en contrainte de tension et d'intensité BT pour **166 départs** à fin 2021 (contre 83 à fin 2016).

Ajout du SDEC ENERGIE qui ne fait pas l'objet d'un partage :

• Un **âge moyen** des ouvrages qui augmente.
• Une analyse de l'incidentologie des ouvrages à conforter en lien avec tous les facteurs de risques (structure, exposition, âge…).

Projet

4. Annexes

4.1. 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'Electricité. Désigne à la fois le réseau HTB français et l'entreprise qui en a la charge.

RPDE :
Réseau Publique de Distribution d'Electricité. Désigne le réseau d'électricité exploité par Enedis.

SRRREnR, S3REnR : Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables

TCC :
Toutes Causes Confondues.

4.2. Annexe 2 : Détail du réseau HTA aérien fiabilisé par les opérations de prolongation de la durée de vie (PDV) / rénovation programmée (RP) depuis 2013

Linéaire du réseau HTA aérien fiabilisé et/ou traité par PDV ou RP (en km)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Cumul depuis 2013
Linéaire HTA aérien fiabilisé par PDV ou RP	2	12	44	29	16	14	7	3	5	133
Linéaire HTA aérien traité par PDV ou RP (immobilisé)	17	62	69	99	83	75	40	38	75	558
Linéaire HTA aérien fiabilisé et/ou traité par PDV ou RP	19	73	114	128	99	89	47	42	80	691

Source : fichiers CTL-OHTA-010_AGE METAL SECTIONS DU RESEAU HTA et INFO PDV

Projet

4.3. Annexe 3 : Analyse des sièges et causes des incidents sur les réseaux HTA aériens

La table des sièges et des causes sur la chronique 2018-2021 est la suivante.

Siège/Cause	Bois	Climat. hors bois	Externe hors tiers	Exploitation	Matériel hors usure	Usure	Total général
Armement	8		7		1	3	19
Conducteur	89	52	16	1	6	32	196
Support	13	6	5			3	27
Raccord/Pont	4	14	1		4	43	66
Attache	6	33	2			52	93
Isolateur	4	37	9		3	58	111
Parafoudres	1	5	4			10	20
IA	1	2	6	1	3	10	23
Total général	126	149	50	2	17	211	555

4.4. Annexe 4 : Détail de la fiabilité des réseaux HTA souterrains

- Taux d'incidents HTA TCC souterrain hors tiers : focus sur la zone la plus dense (Z4)

	Longueurs de réseau (en km)			Nombre d'incidents			Taux d'incident/an/100 km		
Z4	Réseau souterrain	Réseau en synthétique	Réseau en CPI	Réseau souterrain	Réseau en synthétique	Réseau en CPI	Réseau souterrain	Réseau en synthétique	Réseau en CPI
2018	245	217	28	3	1	2	1,2	0,5	7,2
2019	245	219	26	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2020	246	222	25	3	1	2	1,2	0,5	8,1
2021	247	224	23	1	1	0	0,4	0,4	0,0
2018-2021	983	882	102	7	3	4	0,7	0,3	3,9
2011-2015							*2,8*	*1*	*9,1*

- Taux d'incidents HTA TCC souterrain hors tiers : focus sur la zone Z3

	Longueurs de réseau (en km)			Nombre d'incidents			Taux d'incident/an/100 km		
Z3	Réseau souterrain	Réseau en synthétique	Réseau en CPI	Réseau souterrain	Réseau en synthétique	Réseau en CPI	Réseau souterrain	Réseau en synthétique	Réseau en CPI
2018	441	412	29	11	7	4	2,5	1,7	13,8
2019	447	421	26	2	0	2	0,4	0,0	7,7
2020	477	453	24	2	2	0	0,4	0,4	0,0
2021	484	463	21	6	4	2	1,2	0,9	9,3
2018-2021	1849	1749	100	21	13	8	1,1	0,7	8,0
2011-2015							*1,7*	*0,2*	*13,5*

- Taux d'incidents HTA TCC souterrain hors tiers : focus sur la zone Z2

	Longueurs de réseau (en km)			Nombre d'incidents			Taux d'incident/an/100 km		
Z2	Réseau souterrain	Réseau en synthétique	Réseau en CPI	Réseau souterrain	Réseau en synthétique	Réseau en CPI	Réseau souterrain	Réseau en synthétique	Réseau en CPI
2018	803	724	79	10	3	7	1,2	0,4	8,9
2019	818	746	72	11	7	4	1,3	0,9	5,6
2020	836	766	70	21	10	11	2,5	1,3	15,8
2021	842	775	67	9	2	7	1,1	0,3	10,4
2018-2021	3299	3011	288	51	22	29	1,5	0,7	10,1
2011-2015							*2,3*	*0,3*	*15,5*

- Taux d'incidents HTA TCC souterrain hors tiers : focus sur la zone Z1

	Longueurs de réseau (en km)			Nombre d'incidents			Taux d'incident/an/100 km		
Z1	Réseau souterrain	Réseau en synthétique	Réseau en CPI	Réseau souterrain	Réseau en synthétique	Réseau en CPI	Réseau souterrain	Réseau en synthétique	Réseau en CPI
2018	2345	2302	43	17	10	7	0,7	0,4	16,4
2019	2399	2359	40	19	12	7	0,8	0,5	17,5
2020	2469	2430	40	14	12	2	0,6	0,5	5,1
2021	2535	2496	39	18	16	2	0,7	0,6	5,1
2018-2021	9748	9587	161	68	50	18	0,7	0,5	11,2
2011-2015							*0,8*	*0,4*	*16,9*

En comparaison de la chronique 2011-2015, les taux d'incidents sur le réseau HTA souterrain ont diminué sur la période 2018-2021, quelle que soit la zone de desserte, notamment sur le réseau CPI, sauf sur le réseau en synthétique en Z2.

Projet

Annexe 2

Article 3.3 Actualisation des orientations de développement du territoire préalable à l'élaboration du PPI 2023/2026 Annexe 2A3

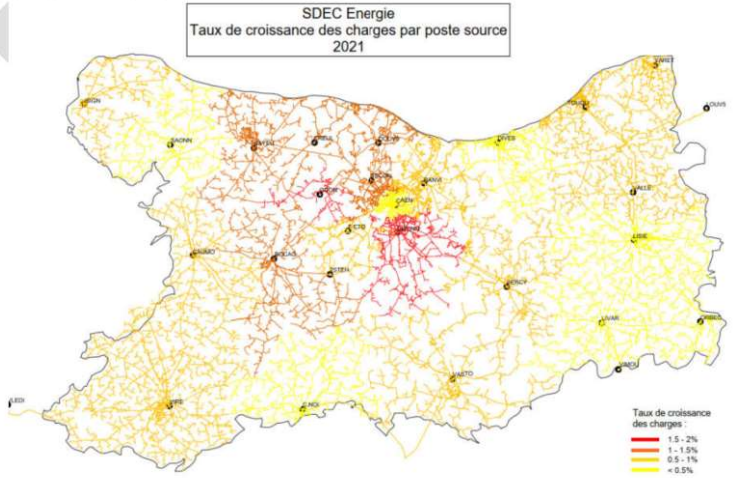
Projet

1. Evolution des consommations des clients BT

1.1. Taux de croissance historiques

Les taux de croissance des charges annuelles (TCMA) sont estimés à partir de l'évolution des puissances maximales des postes sources sur une chronique d'au moins 5 années. Ils sont utilisés pour modéliser l'accroissement annuel de la puissance maximale des charges BT dans le bassin d'alimentation de chaque poste source. L'analyse est élaborée sur les bases des connaissances actuelles.

Poste source	Puissance installée (MVA)	Nombre de Clients BT	Nombre de Clients HTA	TCMA 2021 (%/an)
BAYEUX	72	20 487	46	1,3%
BOCAGE	72	9 431	27	1,2%
CAEN	160	67 765	107	0,2%
CAUMONT	40	6 673	18	0,7%
CONDE-SUR-NOIREAU	72	11 025	23	0,2%
CREULLY	36	10 356	13	1,5%
DIVES	72	29 724	32	0,3%
DOUVRES	72	22 481	23	1,5%
DRONNIERE (LA)	152	30 386	108	1,7%
FONTAINE ETOUPEFOUR	72	15 006	20	1,0%
ISIGNY	36	7 047	17	0,7%
LISIEUX	102	22 566	72	0,3%
LIVAROT	40	6 037	22	0,2%
LOUVET	72	1 750	0	0,6%
ODON	20	5 659	17	1,6%
ORBEC	40	4 377	12	0,2%
PERCY	72	13 707	51	0,6%
RANVILLE	160	39 197	108	0,7%
SAINT CONTEST	108	29 652	84	1,5%
SAINTE HONORINE (POSTE DE REPARTITION)	20	1 584	4	1,2%
SAONNET	40	6 736	16	0,2%
TOUQUES	108	45 525	51	0,8%
VALLEE (LA)	40	9 342	30	1,0%
VARETS	72	12 025	28	0,7%

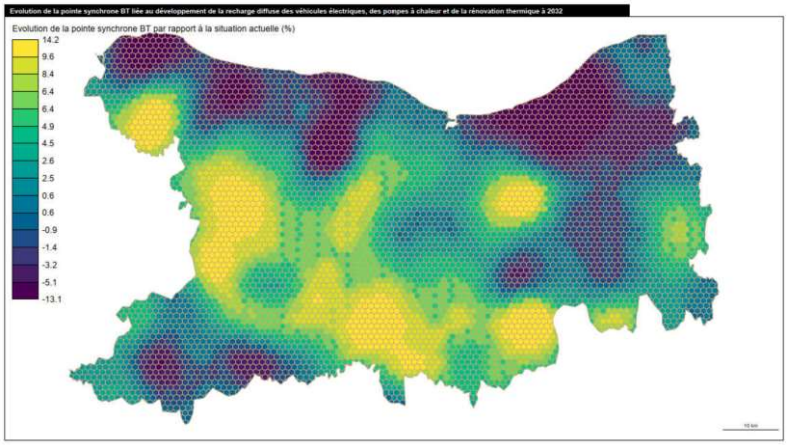


1.2. Transition énergétique : scénario prospectif de développement à 10 ans

Une modélisation par Enedis en Normandie de l'impact de la pénétration :

- de la mobilité électrique,
- du développement des pompes à chaleur,
- associés à la rénovation thermique,

fournit un scénario prospectif d'évolution de la pointe de la charge BT à l'horizon +10 ans sur le périmètre de la concession par rapport à la situation actuelle, toutes choses égales par ailleurs. Ce scénario, cohérent avec les scénarios prospectifs d'Enedis en 2050 pourra permettre d'orienter par exemple les analyses d'impact scénarisées à la maille de certains PCAET (Zone Est de Caen…) au cours du PPI 2023-2026.



2. Transition énergétique : scénario de développement de la production des clients BT

Selon la trajectoire des objectifs du SRADDET en Normandie, la modélisation prospective de la production solaire diffuse BT fournit une estimation de la moyenne lissée géographiquement des kW supplémentaires produits par poste de distribution à l'horizon +10 ans sur le périmètre de la concession.

Deux zones d'évolution plus marquées ressortent sur le territoire : le Centre – Centre-Sud et le Sud-Ouest du département.

Ces analyses ne constituent pas le fondement utile à la détermination d'un plan d'investissements, mais apportent des visions relatives aux éventuelles évolutions d'usage, sur la base des connaissances actuelles.

Elles permettent ainsi d'orienter les échanges entre les parties et de contribuer aux réflexions sur la transition énergétique dans le cadre du PPI 2023-2026.

Projet

Annexe 3

Annexe 2A5-1
Programme pluriannuel d'investissements 2023-2026

Projet

Article 1er - Actualisation du diagnostic et des éléments de prospective

L'actualisation du diagnostic technique du schéma directeur des investissements, préalable à l'élaboration du PPI 2023/2026 constitue l'annexe 2A4-1 du cahier des charges.
L'actualisation des orientations de développement du territoire préalable à l'élaboration du PPI 2023/2026 est reportée sous l'article 3.3 de l'annexe 2A3.

Article 2 - Les leviers d'investissements du PPI 2023/2026

Le schéma directeur des investissements approuvé par les parties a identifié les trois ambitions suivantes déclinées au moyen de quatorze valeurs repères :

- Améliorer la qualité de l'électricité en matière de continuité et de tenue de tension,
- Favoriser la transition énergétique,
- Sécuriser les infrastructures,

Les leviers d'investissements constituent les moyens de réaliser les ambitions du schéma directeur des investissements. Les leviers d'investissements du PPI 2023/2026 sont notamment :

- Des actions de remplacement ciblées sur les réseaux aériens HTA afin de remplacer les lignes obsolètes et d'améliorer la robustesse du réseau face aux aléas climatiques en zone de risque avéré (bois, vent, neige),
- Des actions de rénovation des réseaux aériens HTA afin d'agir sur la fiabilité par un programme de rénovation programmée des ouvrages,
- Des actions de renouvellement des câbles HTA souterrain CPI pour agir sur améliorer la fiabilité du réseau HTA souterrain,
- La poursuite de l'équipement du réseau HTA en organes de manœuvre télécommandés,
- Des actions ciblées de renforcement des réseaux BT,
- La mise en souterrain des réseaux,
- La résorption des réseaux BT fils nus,
- La sécurisation des réseaux face aux risques majeurs,
- Le renouvellement des ouvrages.

Article 3 - Le programme pluriannuel d'investissements PPI 2023/2026 du concessionnaire

Tableau de synthèse présentant les objectifs du concessionnaire au titre du PPI 2023/2026 et leurs contributions au schéma directeur des investissements :

Projet

	Programme pluriannuel	Finalités (1) NOME correspondantes	Quantité			Estimations de l'engagement financier du concessionnaire HT en k€ (2)			Identification de la valeur repère	Contribution du programme au Schéma Directeur
			Unité	Totale	Dont ZQP	Totale	Dont ZQP	Dont enveloppe prévisionnelle d'investissements de renouvellement		
1	Lignes aériennes HTA rénovées (RP)	Investissements pour l'amélioration du patrimoine Investissements performance et modernisation du réseau Amélioration fiabilité réseaux et postes PDV Rénovation Programmée HTA aérien et postes sources	km HTA aérien traité	275	100	7 000	3 100	0	Critère B HIX hors RTE à la maille de la concession moyen sur la durée d'un PPI. Taux annuel d'usagers mal alimentés en continuité d'alimentation à la maille de la concession. Critère B HIX hors RTE (80% des communes de la concession).	Participe : - à diminuer la valeur du critère B HIX hors RTE de 2 en moyenne minutes sur la période - à maintenir ou améliorer le taux d'usagers mal alimentés en continuité d'alimentation à la maille de la concession
2	Lignes aériennes HTA obsolètes	Investissements pour l'amélioration du patrimoine Investissements performance et modernisation du réseau Amélioration fiabilité réseaux et postes hors PDV Rénovation ciblée réseau HTA aérien incidentogènes & Continuité d'alimentation	km HTA aérien déposé	45	15				Critère B HIX hors RTE à la maille de la concession moyen sur la durée d'un PPI. Critère B HIX hors RTE (80% des communes de la concession).	Participe à diminuer la valeur du critère B HIX hors RTE de 2 minutes en moyenne sur la période
3	Création ou renouvellement d'OMT	Investissements pour l'amélioration du patrimoine Investissements performance et modernisation du réseau Amélioration fiabilité réseaux et postes hors PDV Automatisation	nb d'OMT	30	8	16 000	2 580	15 000	Critère B HIX hors RTE à la maille de la concession moyen sur la durée d'un PPI. Taux annuel d'usagers mal alimentés en continuité d'alimentation à la maille de la concession. Critère B HIX hors RTE (80% des communes de la concession).	Participe à diminuer la valeur du critère B HIX hors RTE de 2 minutes en moyenne sur la période Maintien ou améliore le taux moyen d'usagers mal alimentés en continuité sur la durée du PPI à 1,5%
4	Renouvellement des câbles HTA souterrain CPI	Investissements pour l'amélioration du patrimoine Investissements performance et modernisation du réseau Amélioration fiabilité réseaux et postes hors PDV Rénovation ciblée réseau HTA souterraine incidentogénes	km HTA souterrain déposé	20 (3)	-				Longueur de réseau HTA souterrain CPI.	20 km / (SDI 183 km x 90%) = 12%

5	Renouvellement BT fils nus	Investissements pour l'amélioration du patrimoine Investissements performance et modernisation du réseau Amélioration fiabilité réseaux et postes hors PDV Rénovation ciblée réseau BT aérien incidentogénes	km fils nu BT déposé	15	-				Longueur de réseau BT aérien en fils nus en zone urbaine traités par renforcement, renouvellement, sécurisation et effacement.	15 km / (SDI 432 km)= 3%
6	Renouvellement BT souterrain CPI	Investissements pour l'amélioration du patrimoine Investissements performance et modernisation du réseau Amélioration fiabilité réseaux et postes hors PDV Rénovation ciblée réseau BT souterrain aérien incidentogénes	km BT souterrain déposé	12	-				Critère B HIX hors RTE à la maille de la concession moyen sur la durée d'un PPI Taux annuel d'usagers mal alimentés en continuité d'alimentation à la maille de la concession Critère B HIX hors RTE (80% des communes de la concession).	Participe à diminuer la valeur du critère B HIX hors RTE de 2 minutes sur la période Maintien ou améliore le taux moyen d'usagers mal alimentés en continuité sur la durée du PPI à 1.5%
7	Lignes aériennes HTA en risque avéré dans le cadre du PAC	Investissements pour l'amélioration du patrimoine Investissements performance et modernisation du réseau Amélioration de la résilience réseaux et postes	km HTA aérien PAC déposé	13	2,8	2 300	650	2 240	Kilomètres de réseau HTA aérien en risque avéré dans le cadre du PAC.	13 km / (SDI 75 km) = 17%
8	Postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque inondation 30 ans sécurisés		nb de postes HTA/BT non inondés secourus	Entre 15 - 25 postes (non inondés secourus)					Taux de sécurisation face au risque d'inondation des postes HTA/BT situés dans les territoires à risque fréquent d'inondation.	Entre 15 et 25 postes HTA-BT / (189 postes HTA-BT identifiés * 0.25) = entre 32 et 53%
9	Postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque inondation 100 ans équipés		nb de postes HTA/BT équipés	15					Taux d'équipement en dispositifs DINO des postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque moyen d'inondation 100 ans.	15 (SDI 55 postes x 90%) = 30%
10	Transformateurs HTA/BT à traiter dans le cadre de la règlementation relative au PCB	Investissements pour l'amélioration du patrimoine Investissements performance et modernisation du réseau Exigences environnementales contraintes externes Sécurité et obligations réglementaires (4)	nb de transfos >50 ppm restant à traiter à la fin du PPI	110 (3)		500		500	Transformateurs HTA/BT à traiter dans le cadre de la règlementation relative au PCB.	110 / (SDI 280 postes) = 39%

11	Renforcement des réseaux HTA	Investissements pour l'amélioration du patrimoine Investissements performance et modernisation du réseau Renforcement des réseaux HTA (5)	km HTA posé	1,3	1,3	3 200	170	3 100	Taux annuel d'usagers mal alimentés en chute de tension à la maille de la concession.	Maintien ou amélioration du taux annuel d'usagers mal alimentés (UMA) en tenue de tension soit un taux inférieur ou égal au taux calculé en 2021.
12	Renforcement des réseaux BT	Investissements pour l'amélioration du patrimoine Investissements performance et modernisation du réseau Renforcement des réseaux BT (5)	km BT posé	10					Taux annuel d'usagers mal alimentés en chute de tension à la maille de la concession.	Maintien ou amélioration du taux annuel d'usagers mal alimentés (UMA) en tenue de tension soit un taux inférieur ou égal au taux calculé en 2021.
Somme						29 000	6 500			

NOTA : Ne figurent pas dans ce tableau les investissements relatifs : aux postes sources et aux raccordements.

(1) Les objectifs d'investissements du programme pluriannuel sont quantifiés précisément en quantités par catégorie d'ouvrages mis en service ou déposés au cours du programme pluriannuel d'investissements. Les objectifs d'investissement sont déclinés par finalités d'investissements. Les finalités d'investissement qui sont utilisées sont celles des conférences départementales prévues par la législation en vigueur (NOME). La finalité NOME reportée dans le tableau ci-dessus représente la finalité principale correspondant aux objectifs quantitatifs d'investissements du PPI.

(2) Le programme pluriannuel d'investissements expose l'engagement financier prévisionnel du gestionnaire de réseau de distribution portant sur le total des opérations retenues pour la période du programme pluriannuel d'investissements.

(3) La quantité est estimée au 31 décembre 2022. Elle pourra faire l'objet d'un ajustement en fonction du nombre de transformateurs pollués effectivement en service à cette date.

(4) Les parties s'accordent sur le fait que le plan de résorption des transformateurs PCB est mené dans un contexte de crise d'approvisionnement en matériels pouvant avoir des conséquences sur la dynamique de ce programme.

(5) Une surveillance des contraintes sur les départs HTA va être poursuivie. Si des contraintes avérées apparaissent, des études seront conduites en vue de réaliser les actions nécessaires.

Article 4 - Le programme pluriannuel d'investissements PPI 2023/2026 du concédant

Tableau de synthèse présentant les objectifs du concédant au titre du PPI 2023/2026 et leurs contributions au schéma directeur des investissements

Tableaux de synthèse présentant les objectifs du concédant au titre du PPI 2023/2026 et leurs contributions au schéma directeur des investissements en termes de quantités d'ouvrages à réaliser et leurs estimations financières associées :

finalités			Unité	Quantité		Estimations de l'engagement financier du concédant HT en k€		Identification de la valeur repère	Contribution du programme au Schéma Directeur
Programme pluriannuel		NOME		Totale	Dont ZQP	Totales	Dont ZQP		
A	Renforcement réseau BT en zone rurale	Renforcement - Levée de contraintes réseau BT	km de réseau posé	60	14	10 000	2 300	Taux annuel d'usagers mal alimentés en tenue de tension à la maille de la concession Longueur de réseau BT aérien en fils nus en zone rurale traités par renforcement, renouvellement, sécurisation et effacement Taux de souterrain BT des communes en zone littorale de vent supérieure à 170 km/h)	Maintien ou amélioration du taux annuel d'usagers mal alimentés (UMA) en tenue de tension, soit un taux inférieur ou égal au taux calculé en 2021.
B	Sécurisation BT fils nus (communes rurales)	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau BT aérien	km de réseau déposé*	60	10	10 000	1 650	Longueur de réseau BT aérien en fils nus en zone rurale traités renouvellement, sécurisation et effacement	(60 km / SDI 381 km) *100 = 16%
C	Sécurisation BT fils nus au titre de l'effacement (communes urbaines)	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau BT aérien	km de réseau déposé*	20	5	7 000	1 750	Longueur de réseau BT aérien en fils nus en zone urbaine traités par renouvellement, sécurisation et effacement	(20 km / SDI 432 km) *100 = 5%
D	Enfouissement de réseau BT autres que BT fils nus des communes en zone littorale de vent supérieure à 170 km/h	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau BT aérien	km de réseau souterrain posé	15		4 000		Taux de souterrain BT des communes en zone littorale de vent supérieure à 170 km/h)	(15 km / 1990 km) *100 = 1% (taux de souterrain ZV SDI 2021 : 71% => 2026 : 72%)
Somme						31 000			

* La fiabilisation de la base technique réseau BT fils nus étant en cours, le volume de réseau déposé pourra être revu à la baisse.

Projet

Article 5 - Engagement financier du concessionnaire

5.1 - Tableau de synthèse de l'engagement financier prévisionnel du concessionnaire

Engagement financier prévisionnel sur les priorités de la concession en k€-HT Finalités NOME	Total PPI 2023-2026
II - Investissements pour l'amélioration du patrimoine	29 000
II.1.Investissements performance et modernisation du réseau	28 500
Dont renforcement des réseaux HTA & BT	*3 200*
Dont amélioration de la résilience réseaux & postes	*2 300*
Dont amélioration fiabilité réseaux et postes (hors RP)	*16 000*
Dont amélioration fiabilité réseaux et postes (RP)	*7 000*
II.2.Investissements exigences environnementales-contraintes ext.	500
Dont Sécurité et obligations réglementaires (Traitement Transformateurs PCB)	*500*
Total	29 000

Nota : Ne figurent pas dans ce tableau les investissements relatifs aux postes sources et aux raccordements.

5.2 - Modalités de décompte de l'engagement financier prévisionnel du concessionnaire

Les quantités d'ouvrages réalisées au titre du PPI 2023/2026 correspondent aux ouvrages retirés ou mis en service entre le 1er janvier 2023 et le 31 décembre 2026.

L'engagement financier du concessionnaire correspond aux dépenses d'investissements entre le 1er janvier 2023 et le 31 décembre 2026.

Hormis les dépenses liées au traitement PCB des transformateurs, les sommes exposées portent sur des biens concédés et localisés.

Article 6 - Indicateurs de suivi et d'évaluation

6.1 - Les indicateurs d'évaluation d'efficacité

Les indicateurs d'évaluation d'efficacité seront établis par un groupe de travail commun mis en œuvre conformément à l'article 14.B annexe 2A du cahier des charges et ce dans les deux ans qui suivent le début du présent PPI.

6.2 - Les indicateurs de suivi techniques

Numéro de la finalité au programme pluriannuel		Type de priorité/programme	Indicateur de suivi
Enedis	SDEC ENERGIE		
5	B-C	Renouvellement BT fils nus	Nombre de km de réseau BT fils nus déposés Nombre de km de réseau BT fils nus déposés en Urbain Nombre de km de réseau BT fils nus déposés en Rural Nombre de km de réseau BT fils nus déposés en Zone Vent Fort (ZVF) > 170 km/h
	D	Enfouissement de réseau BT autres que BT fils nus des communes en zone littorale de vent supérieure à 170 km/h	Nombre de km de réseau BT aérien hors fils nus déposés en Zone Vent Fort (ZVF) > 170 km/h
6		Renouvellement ciblé réseaux BT souterrain (dont CPI)	Nombre de km de réseau BT souterrain (dont CPI)
3		Renouvellement ou ajout d'OMT	Nb d'OMT mis en service (2)
9		Sécurisation pour assurer la continuité électrique des réseaux qui traversent des zones inondables	Nb de postes non inondés secourus
10		Pose de capteurs DINO	Nb de poste HTA/BT équipés
7		Lignes aériennes HTA sécurisées (PAC)	Nombre de km de réseaux HTA en risque PAC déposé
1		Lignes aériennes HTA fiabilisées (RP)	Nombre de km traités en rénovation programmée
2		Renouvellement ciblé lignes aériennes HTA	Nombre de km de réseau HTA aérien nu déposé
4		Renouvellement ciblé des câbles HTA souterrain	Nombre de km de réseau HTA souterrain déposé
10		Transformateurs à traiter dans le cadre de la règlementation PCB	Nb de transformateurs > 50 ppm restant à traiter dans le cadre de la règlementation
11		Renforcement des réseaux HTA	Nombre de km de réseau posé
12	A	Renforcement des réseaux BT	Nombre de km de réseau posé

6.3 - Les indicateurs de suivi financiers

Le suivi financier du PPI est établi conformément aux dispositions de l'article 7 B de l'annexe 2 du cahier des charges.

Projet

Annexe 4

Annexe 2A6
Bilan provisoire du Programme pluriannuel d'investissements 2019-2022

Projet

Article 1 - Bilan provisoire du PPI 2019 /2022 pour le gestionnaire de réseau

1.1 - En termes de quantités d'ouvrages réalisés au 30/09/2022

PPI 2019-2022					Quantités d'ouvrages réalisés à date	Taux de réalisation	Observations
Finalités			Quantités				
	Programme pluriannuel	NOME	Unité	Nombre	Nombre		
1	Renouvellement des câbles HTA souterrain CPI	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau HTA souterrain	km déposés	44	28,5	65%	Certains chantiers en cours en 2022 vont générer des déposes significatives, à l'image du chantier sur Touques/Deauville (7,8 km de CPI) ou Caen Pierre Heuzé (3,8 km de CPI). A noter que des reports pour coordination affectent la réalisation du programme (Bd Fournet à Lisieux avec 1,2 km).
2	Lignes aériennes HTA obsolètes	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau HTA aérien	km déposés	44	126,6	288%	
3	Lignes aériennes HTA en risque avéré dans le cadre du PAC	Climatique - Climatique HTA aérien - Réseau à risque avéré	km déposés	10	15,2	152%	
4	Lignes aériennes HTA rénovées (PDV)	Modernisation - PDV HTA aérienne	km traités	320	181,2	57%	L'augmentation progressive du programme a été freinée par la crise sanitaire en 2020. De plus, ce programme est marqué par une évolution des pratiques, justifiée par un traitement plus profond, mais qui génère ainsi un coût unitaire plus important. Ce retrait a été compensé par le renouvellement HTA aérien réalisé sur d'autres finalités.
5	Création d'OMT	Modernisation - Automatisation	Nombre d'ouvrages	112	97	87%	Le programme poursuit son avancement progressif.
6	Renforcement réseau HTA	Renforcement - Levée de contraintes réseau HTA (delta U/U)	Nombre de départs	4	9	225%	
7	Renforcement réseau HTA	Renforcement - Levée de contraintes réseau HTA	Nombre de départs crées lié à Fontaine Etoupefour	7	8	114%	
8	Continuité d'alimentation réseau HTA	Modernisation continuité d'alimentation	Pas d'unité	Pas de quantité fixée	NA		
9	Postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque inondation 30 ans sécurisés	Climatique - risque inondation	Nombre de postes HTA-BT sécurisés	20	25	125%	

PPI 2019-2022					Quantités d'ouvrages réalisés à date	Taux de réalisation	Observations
Finalités			Quantités				
	Programme pluriannuel	NOME	Unité	Nombre	Nombre		
10	Postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque inondation 100 ans équipés	Climatique - risque inondation	Nombre de postes équipés de sonde	24	26	108%	
11	Transformateurs HTA/BT à traiter dans le cadre de la règlementation relative au PCB	Sécurité et obligations réglementaires matériels HTA/BT pollués au PCB	Nombre de transformateurs traités	160	157	98%	
12	Renouvellement BT fils nus	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau BT aérien	km déposés	13,5	27	200%	
13	Renforcement réseau BT	Renforcement - Levée de contraintes réseau BT	km	10	14	140%	

En complément de ces finalités inscrites au Programme Pluriannuel d'Investissements, le gestionnaire de réseau de distribution avait prévu à titre indicatif, sans engagement, sur la période, de traiter 17 km de réseaux CPI BT. Il indique avoir traité 21,3 km de réseau BT souterrain, dont 15,8 km en CPI.

En application des dispositions de l'article 15 de l'annexe 2A5, le concessionnaire, au plus tard le 1er mars 2023, transmettra au concédant le bilan des investissements actualisé de ce programme pluriannuel d'investissements en termes de quantité d'ouvrages réalisés.

1.2 - En termes d'investissements réalisés au 31/10/2022

PPI 2019-2022						
Finalités			Estimations de l'engagement financier du concessionnaire HT en k€		Investissements réalisés HT en k€	
Programme pluriannuel		NOME	Total	Dont enveloppe prévisionnelle d'investissements de renouvellement	Total	Dont investissements de renouvellement
1	Renouvellement des câbles HTA souterrain CPI	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau HTA souterrain	4 950	4 950	4 479	4 408
2	Lignes aériennes HTA obsolètes	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau HTA aérien	10 950	10 950	9 453	8 911
3	Lignes aériennes HTA en risque avéré dans le cadre du PAC	Climatique - Climatique HTA aérien - Réseau à risque avéré	2 300	2 300	2 585	2 507
4	Lignes aériennes HTA rénovées (PDV)	Modernisation - PDV HTA aérienne	4 000	0	4 229	0

PPI 2019-2022						
Finalités			Estimations de l'engagement financier du concessionnaire HT en k€		Investissements réalisés HT en k€	
Programme pluriannuel		NOME	Total	Dont enveloppe prévisionnelle d'investissements de renouvellement	Total	Dont investissements de renouvellement
5	Création d'OMT	Modernisation - Automatisation	1 750	0	1 398	352
6	Renforcement réseau HTA	Renforcement - Levée de contraintes réseau HTA (delta U/U)	4 200	2 100	5 695	4 974
7	Renforcement réseau HTA	Renforcement - Levée de contraintes réseau HTA	1 200	0	1 272	1 263
8	Continuité d'alimentation réseau HTA	Modernisation continuité d'alimentation	1 650	0	1 539	942
9	Postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque inondation 30 ans sécurisés	Climatique - risque inondation	200	200	141	141
10	Postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque inondation 100 ans équipés	Climatique - risque inondation	25	0	11	0
11	Transformateurs HTA/BT à traiter dans le cadre de la règlementation relative au PCB	Sécurité et obligations réglementaires matériels HTA/BT pollués au PCB	890	890	711	711
12	Renouvellement BT fils nus	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau BT aérien	3 100	3 100	2 575	2 408
13	Renforcement réseau BT	Renforcement - Levée de contraintes réseau BT	3 300	3 300	2 880	2 311
Somme			38 515	27 790	36 968	28 940

En complément de ces finalités inscrites au PPI 2019/2022, Enedis a investi 5 959 k€ pour traiter les réseaux BT souterrains incidentogènes (CPI BT) (estimations 2019/2022 : 5 100 k€).

Article 2 - Bilan provisoire du PPI 2019 /2022 pour l'autorité concédante

2.1 - En termes de quantités d'ouvrages réalisés au 30/09/2022

PPI 2019-2022						
Finalités			Unité	Objectifs en termes de quantités d'ouvrages à réaliser	Quantités réalisées	Observations
Programme pluriannuel		NOME				
A	Renforcement réseau BT en zone rurale	Renforcement - Levée de contraintes réseau BT	km posés	83	99	Cette finalité a largement dépassé l'objectif technique. En effet, elle se doit de répondre aux sollicitations qui ont été plus nombreuses que les estimations statistiques transmises par le concessionnaire au moment de la signature de ce cahier des charges en 2018.
B	Sécurisation BT fils nus (communes rurales)	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau BT aérien	km déposés	154	109	Cet objectif n'a pu être atteint en raison d'un diagnostic erroné du linéaire de réseau fils nus établi à la signature du cahier des charges.
C	Sécurisation BT fils nus au titre de l'effacement (communes urbaines)	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau BT aérien	km déposés	35	20	La suppression des fils nus en commune urbaine implique une coordination avec la mise en souterrain des réseaux d'éclairage public et de communication. Ces travaux sont donc tributaires des collectivités. La réalisation de cette finalité est montée en puissance aux fils des plans annules du 1er PPI passant de 800 k€ en 2019 à 2 200 k€ en 2022 permettant ainsi d'atteindre 58% des objectifs techniques et 71% des objectifs financiers.
D	Enfouissement de réseau BT autres que BT fils nus des communes rurales en zone littorale de vent supérieure à 170 km/h	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau BT aérien	km déposés	10	16	Soucieux de sécuriser le réseau BT dans cette zone littorale, le SDEC ENERGIE a soutenu financièrement cette finalité en collaboration avec les communes rurales qui ont perçus tout l'intérêt d'enfouir ce réseau. 160% de cet objectif technique a été attient.
E	Mise en œuvre de travaux sous tension	Modernisation – continuité d'alimentation réseau				

2.2 - En termes d'investissements réalisés au 30/09/2022

PPI 2019-2022				
Finalités			Estimations de l'engagement financier du concédant (HT en k€)	Investissements réalisés (HT en k€)
Programme pluriannuel		NOME		
A	Renforcement réseau BT en zone rurale	Renforcement - Levée de contraintes réseau BT	8 750	11 265
B	Sécurisation BT fils nus (communes rurales)	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau BT aérien	17 270	11 319
C	Sécurisation BT fils nus au titre de l'effacement (communes urbaines)	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau BT aérien	7 500	5 326
D	Enfouissement de réseau BT autres que BT fils nus des communes rurales en zone littorale de vent supérieure à 170 km/h	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau BT aérien	1 500	2 755
E	Mise en œuvre de travaux sous tension	Modernisation – continuité d'alimentation réseau	280	162
Somme			35 280	30 847

Article 3 - Bilan provisoire du PPI 2019 /2022 dans les Zones de qualité prioritaires

La convention de détermination des Zones de Qualité Prioritaire (ZQP) conclue le 21 décembre 2018 a identifié, trois zones de qualité prioritaire.

Cette convention fixe des objectifs à atteindre en matière de qualité et des modalités techniques et financières d'exécution des travaux communs pour les trois ZQP.

3.1 - Pour le gestionnaire du réseau de distribution, en termes de quantités d'ouvrages réalisés au 30/09/2022

PPI 2019-2022					Quantités d'ouvrages réalisés	Remarques sur les quantités d'ouvrages
Finalités			Quantité			
Programme pluriannuel		NOME	Unité	Nombre	Nombre	
2	Lignes aériennes HTA obsolètes	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau HTA aérien	km déposés	29	54	L'ensemble des quantités d'ouvrages prévues pour améliorer l'alimentation des ZQP est dépassé.
3	Lignes aériennes HTA en risque avéré dans le cadre du PAC	Climatique - Climatique HTA aérien - Réseau à risque avéré	km déposés	1,5	7	
4	Lignes aériennes HTA rénovées (PDV)	Modernisation - PDV HTA aérienne	km traités	96	96	
5	Création d'OMT	Modernisation - Automatisation	Nombre d'ouvrages	18	28	
6	Renforcement réseau HTA	Renforcement - Levée de contraintes réseau HTA (delta U/U)	Nombre de départs	2	3	

3.2 - Pour le gestionnaire du réseau de distribution en termes d'investissements réalisés au 05/10/2022

PPI 2019-2022				
Finalités			Estimations de l'engagement financier du concédant (HT en k€)	Investissements réalisés (HT en k€)
Programme pluriannuel		NOME		
2	Lignes aériennes HTA obsolètes	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau HTA aérien	7 000	4 397
3	Lignes aériennes HTA en risque avéré dans le cadre du PAC	Climatique - Climatique HTA aérien - Réseau à risque avéré	300	716
4	Lignes aériennes HTA rénovées (PDV)	Modernisation - PDV HTA aérienne	1 200	1 853
5	Création d'OMT	Modernisation - Automatisation	300	310
6	Renforcement réseau HTA	Renforcement - Levée de contraintes réseau HTA (delta U/U)	1 000	2 019
Somme			9 800	9 285

3.3 - Pour l'Autorité concédante en termes de quantités d'ouvrages réalisés

Finalité			Quantité	Estimation de l'engagement financier du concédant (HT k€)	Quantités d'ouvrages réalisés	Investissements réalisés (HT en k€)
Programme pluriannuel (références PPI 2019-2022)		NOME				
A	Renforcement réseau BT en zone rurale	Renforcement - Levée de contraintes réseau BT	20 km	2 200	21 km	2 450
B	Sécurisation BT fils nus (communes rurales)	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau BT aérien	40 km	4 000	30 km	2 869
C	Sécurisation BT fils nus au titre de l'effacement (communes urbaines)	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau BT aérien	2 km	230	1 km	142
E	Mise en œuvre de travaux sous tension	Modernisation – continuité d'alimentation réseau		70	-	71
Total				6 500		5 532

Article 4 - Contributions du PPI 2019/2022 à l'atteinte des valeurs repères

4.1 - Sur l'ensemble du territoire de la concession

Nature des valeurs repères	Valeurs de départ	Valeurs repères	Situation à fin 2021	Contribution à l'atteinte de la valeur repère (oui / non) et remarques
Améliorer la qualité de l'électricité en matière de continuité et de tenue de tension				
Critère B HIX hors RTE à la maille de la concession moyen sur la durée d'un PPI	72 min (moyenne 2011-2015)	57 min en moyenne sur le dernier PPI	59 min (moyenne 2018-2021)	Oui
Taux annuel d'usagers mal alimentés (UMA) en tenue de tension à la maille de la concession	0,12% à fin 2015	Taux de CMA inférieur ou égal à 2015 (0,12%)	0,17% à fin 2021 (avec la nouvelle méthode)	Changement de méthode depuis 2018
Taux annuel d'usagers mal alimentés (UMA) en continuité d'alimentation à la maille de la concession	1,5% (moyenne 2011-2015)	Le taux moyen doit être inférieur ou égal à celui de la chronique 2011-2015 (soit 1,5%)	0,9% (moyenne 2018-2021)	Oui
Longueur de réseau HTA souterrain CPI	183 km à fin 2017	Réduction de 90% du stock du terme du 4ème PPI	151 km (soit -18% du stock 2017)	Oui
Longueur de réseau BT aérien en fils nus en zone rurale traités par renforcement, renouvellement, sécurisation et effacement	381 km à fin 2016	Suppression pour le 2ème PPI (suppression régulière d'un PPI à l'autre).	86 km à fin 2021	Oui
Longueur de réseau BT aérien en fils nus en zone urbaine traités par renforcement, renouvellement, sécurisation et effacement	432 km à fin 2016	Suppression régulière d'un PPI à l'autre (échéance = SDI 30 ans)	351 km à fin 2021	Oui
Critère B HIX hors RTE (80% des communes de la concession)	Valeur initiale 2012-2016 : 260 min	Réduction de 30% de la borne max du critère B HIX hors RTE de 80% des communes de la concession (au terme du contrat)	211 min, soit une réduction de près de 20% de la borne supérieure	Oui
Favoriser la transition énergétique				
Transformateurs HTA/BT à traiter dans le cadre de la règlementation relative au PCB	280	49 à fin 2019 231 à fin 2025	Reste 130 transformateurs à traiter à fin 2021	Oui
Sécuriser les infrastructures				
Taux d'équipement en dispositif DINO des postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque moyen d'inondation (100 ans) pour le bassin de Dives et Caen	189 postes	25% (au terme du 2ème PPI)	24 postes équipés à fin 2021 (soit 12,5 %)	Oui

Projet

Nature des valeurs repères	Valeurs de départ	Valeurs repères	Situation à fin 2021	Contribution à l'atteinte de la valeur repère (oui / non) et remarques
Taux de sécurisation face au risque d'inondation des postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque fréquent d'inondation (30 ans) pour le bassin de Dives et Caen	55 postes	90 % des postes identifiés (au terme du 3ème PPI)	25 postes sécurisés 83% des clients non inondés coupés du risque centennal sauvegardés à fin 2021.	Oui
Kilomètres de réseau HTA aérien en risque avéré dans le cadre du PAC	75 km à fin 2015	0 km (au terme du dernier PPI)	22 km renouvelé à fin 2021 (soit 29% du stock)	Oui
Taux de souterrain BT des communes rurales en zone littorale de vent supérieure à 170 km/h	54% à fin 2016	70 % (au terme du 6ème PPI)	62%	Oui

4.2 - Dans les zones de qualité prioritaire

Au titre de l'objectif d'amélioration de la qualité de la convention « ZQP », les parties se sont fixées comme objectif que la fourchette haute du critère B HIX hors RTE moyen communal observé pour 80% des communes des 3 ZQP sur la chronique 2011-2017 (0-470 min) diminue de 10% sur la durée de la convention (soit - 47 minutes).

Ainsi, pour le 1er PPI, 80% des communes des ZQP devraient se trouver sous le seuil haut de 423 minutes sur la base du seuil initial ou 319 minutes avec prise en compte du calcul revu avec les communes nouvelles.

L'objectif d'amélioration de la qualité de la convention est atteint (cf. diagnostic technique actualisé annexe 2A4-1 § 2.2.2.4).

Article 5 - Mise en œuvre de mesures correctrices au titre du PPI 2019/2022 dans le cadre de l'établissement du PPI 2023/2026

PPI 2019-2022					Quantités d'ouvrages réalisés	Mesures correctrices à intégrer dans le PPI 2023-2026
Finalités			Quantités			
Programme pluriannuel		NOME	Unité	Nombre	Nombre	
1	Renouvellement des câbles HTA souterrain CPI	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau HTA souterrain	km déposés	44	28,5	Les longueurs restant à déposer au 31/12/2022 sont reportées dans le PPI 2023-2026 en sus des quantités à réaliser au titre de ce PPI.
4	Lignes aériennes HTA rénovées (PDV)	Modernisation - PDV HTA aérienne	km traités	320	181,2	Les quantités non traitées ne sont pas reportées dans le PPI ultérieur, ces quantités étant compensées par le renouvellement HTA aérien réalisé sur d'autres finalités.
5	Création d'OMT	Modernisation - Automatisation	Nombre d'ouvrages	112	97	Les OMT non mis en service au 31/12/2022 sont reportés dans le PPI 2023-2026 en sus des quantités à réaliser au titre de ce PPI.
11	Transformateurs HTA/BT à traiter dans le cadre de la règlementation relative au PCB	Sécurité et obligations réglementaires matériels HTA/BT pollués au PCB	Nombre de transformateurs traités	160	157	Le traitement des transformateurs non réalisé au 31/12/2022 est reporté dans le PPI 2023-2026 en sus des quantités à réaliser au titre de ce PPI.

Projet

Annexe 9
CONVENTION RELATIVE A LA CARTOGRAPHIE A MOYENNE ECHELLE DES OUVRAGES DU RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION DE LA CONCESSION DU SDEC ENERGIE

Projet

Convention relative au financement des travaux destinés à l'intégration des ouvrages dans l'environnement

Entre les soussignés :

- **Syndicat Départemental d'Energies du Calvados usuellement** dénommé SDEC ENERGIE 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 la Présidente **Madame Catherine GOURNEY-LECONTE** dûment habilitée à cet effet par délibération du comité syndical du 15 décembre 2022 domicilié Esplanade Brillaud de Laujardière, ZAC de la Folie Couvrechef, Porte de l'Europe, CS 75046-140077 Caen Cedex 5,

désigné(e) ci-après **« l'Autorité concédante », d'une part,**

et, d'autre part,

- **Enedis**, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles 92079 Paris La Défense, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par **Monsieur Jean Olivier MARTIN**, Directeur Régional Enedis, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 1er avril 2021 par Mme la Présidente et les membres du Directoire d'Enedis, faisant élection de domicile au 9, Place de la Pucelle, 76024 Rouen Cedex,

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

et ensemble « les Parties ».

Exposé des motifs

Les Parties ont conclu, le 29 juin 2018, une convention de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs règlementés de vente (ci-après « la Convention)

Au titre de la Convention, l'Autorité concédante a concédé, dans les conditions prévues par le code général des collectivités territoriales et par le code de l'énergie, au Concessionnaire, la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, sans préjudice de l'exercice de la maîtrise d'ouvrage par l'Autorité concédante, aux conditions du cahier des charges annexé à la Convention.

Aux termes des dispositions combinées de l'article 8 A du cahier des charges, annexé à la Convention de concession et de l'article 4 A de son annexe n°1, le montant et les modalités de versement de la contribution du gestionnaire du réseau de distribution 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 sont déterminés d'un commun accord entre les Parties.

Une convention en date du 29 juin 2018 a fixé la participation annuelle du Concessionnaire, au financement des travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de l'Autorité concédante aux fins d'intégration des ouvrages de la concession dans l'environnement, à 40% du coût hors TVA de ces travaux, dans la limite du montant annuel maximum de 650 000 € net de taxe.

Le terme de cette convention étant fixé au 31 décembre 2022, les Parties se sont rapprochées afin de convenir de ce qui suit :

Article 1 – Objet de l'Accord

Le présent accord a pour objet de définir, conformément, aux dispositions combinées de l'article 8 A du cahier des charges, annexé à la Convention et de l'article 4 A de son annexe n°1, les modalités de la participation du Concessionnaire au financement des travaux dont l'Autorité concédante est maître d'ouvrage, et destinés à l'intégration des ouvrages de la concession dans l'environnement au titre de la période 2023 – 2026.

Article 2 – Montant de la participation du concessionnaire et modalités de financement

En application de l'article 4 A de l'annexe 1 relative à l'article 8A du cahier des charges de concession, le concessionnaire participera, à raison de 40% du coût net de taxe, au financement des travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante aux fins d'intégration des ouvrages de la concession dans l'environnement, dans la limite du montant annuel maximum.

Le montant annuel maximum de la participation du Concessionnaire est fixé à 650 000€ net de taxe.

Compte-tenu de la volonté commune aux deux Parties d'améliorer durablement la qualité de la distribution sur le territoire de la concession, les parties conviennent d'affecter 40% de cette participation à des travaux visant, en complément d'une finalité esthétique, la sécurisation du réseau BT.

Le montant annuel maximum de la participation du Concessionnaire peut être majoré de 65 000€ net de taxe dans les conditions visées à l'article 3 de la présente convention.

Le montant annuel maximum majoré de la participation financière du concessionnaire ne peut dépasser 715 000€ net de taxe.

Article 3 – Majoration de la participation du concessionnaire

Une majoration maximale de 65 000€ net de taxe, correspondant à 10% du montant annuel maximal de la participation du concessionnaire, pourra être versée à l'autorité concédante en fonction du taux de longueur de réseau BT en fils nus déposé. Ce taux de sécurisation est calculé selon la formule ci-dessous :

Projet

$$\text{Tx\%}_{Sécurisation\ fils\ nus\ \text{n}} = \frac{L_{BT\ aérien\ nu\ déposées}\ n}{L_{BT\ aérien\ nu\ déposées} n + L_{BT\ Torsadé\ déposées}\text{n}} * 100$$

Où :

- **Numérateur** : longueur cumulée du réseau basse tension en fils nus et/ou fils nus de faible section du programme de travaux pour l'année N de l'Autorité concédante déposée, au titre de l'article 8 A) du Cahier des charges.

- **Dénominateur** : longueur cumulée de réseaux aériens basse tension déposée (ariens nus et/ou fils nus de faible section du programme de travaux pour l'année N de l'Autorité concédante et torsadés) au titre de l'article 8 A) du Cahier des charges.

Si le taux de sécurisation est compris entre 25% et 50%, la majoration annuelle de la participation financière du Concessionnaire de l'année n (*MajPF n)* sera égale à la formule suivante :

$$MajPF\ n = 100 * \left(\text{Tx\%}_{Sécurisation\ fils\ nus\ \text{n}} - 25\%\right) * \frac{65000}{25}$$

Si le taux de sécurisation est inférieur à 25% la majoration annuelle maximum de la participation financière du Concessionnaire de l'année n (*MajPF nmax*) est égale à 0 € net de taxe.

Si le taux de sécurisation est supérieur à 50% la majoration annuelle maximum de la participation financière du Concessionnaire de l'année n (*MajPF nmax*) est égale à 65 000€ net de taxe.

.

Article 4 – Programme annuel des travaux présentés par l'autorité concédante

Au plus tard le 1er novembre de l'année N-1, l'Autorité concédante adresse au Concessionnaire, la majeure partie du programme de travaux prévisionnel pour l'année N des travaux qu'elle entend réaliser aux fins d'intégration des ouvrages électriques dans l'environnement, comme ils sont définis à l'article 8A de Cahier des Charges.

Pour l'année N, le programme travaux complété sera communiqué avant le 31 mai de l'année N.

Le programme de travaux, prend la forme d'une liste d'affaires, dont les données sommées de linéaires déposés et d'estimations financières pour l'ensemble de ses affaires permettent le calcul du montant annuel maximum de la participation financière du Concessionnaire et de sa majoration. Les chantiers relatifs à la sécurisation du réseau BT y seront repérés.

Le programme de travaux est communiqué au Concessionnaire selon le modèle figurant à l'annexe 1 de la présente convention.

Les Parties pourront, dans le cadre d'une réunion organisée par la partie la plus diligente, échanger, sur les affaires communiquées et le calcul du taux de sécurisation et de la participation financière.

Cette réunion fait l'objet d'un compte-rendu établi par le Concessionnaire. Ce compte rendu sera considéré comme accepté par les Parties en l'absence d'observations formulées sur son contenu par écrit dans un délai de 15 jours calendaires suivant l'envoi du document par le Concessionnaire à l'Autorité concédante.

Article 5 – Modalités de règlement de la participation du Concessionnaire

L'Autorité concédante communique par courrier au Concessionnaire, deux fois par an, au plus tard le 30 juin et le 30 novembre de chaque année, un état détaillé des sommes dues présentant le montant de la participation à verser par le Concessionnaire.

A cet état des sommes dues présentant le montant de la participation à verser par le Concessionnaire est annexé la liste des affaires mises en exploitation et financées partiellement par le Concessionnaire.

Cet état détaillé et son annexe (liste des affaires mises en exploitation) sont établis selon le modèle figurant à l'annexe 2 de la présente convention.

87

Le montant de la participation à verser par le Concessionnaire au titre de chaque état détaillé est égal à 40% du coût net de taxe de la liste des affaires reportées dans son annexe sans que pour les affaires du programme annuel de travaux de l'année en cours et celles de l'année précédente soient dépassés les montants maximums de la participation financière annuelle et en tenant compte des sommes versées au titre de l'état détaillé des sommes dues précédent pour l'exercice considéré.

Les affaires reportées dans l'annexe de l'état detaillé sont :

- les affaires mises en exploitation ressortent du programme annuel de travaux au titre de l'année en cours ou font partie du programme annuel de travaux au titre de l'année précedente. Il s'agit :
  - Des affaires mises en exploitation dans l'année en cours c'est-à-dire, les affaires pour lesquelles l'avis de mise en exploitation d'ouvrage (AMEO) a été transmis à l'Autorité concédante au plus tard le 30 juin ou au plus tard le 30 novembre de l'année en cours.
  - Des affaires mises en exploitation entre le 30 novembre et le 31 décembre de l'année précédente et reportées dans l'etat détaillé adressé au plus tard le 30 juin de l'année qui suit.
- Par exception, l'Autorité concédante pourra substituer une affaire présente dans un programme annuel de travaux par une autre, lorsque l'affaire n'a pu être réalisée du fait d'un tiers, ou d'un cas de force majeure. Cette substitution ne pourra avoir pour conséquence de diminuer le taux de sécurisation pour l'année de programmation en cause.

La participation financière est versée à l'Autorité concédante par le Concessionnaire dans les 30 jours qui suivent la communication de l'état détaillé au Concessionnaire.

En cas de retard dans le versement de la participation, l'Autorité concédante, pourra, sauf si ce retard est de son fait, appliquer des intérêts de retard selon les dispositions de l'article 1153 du Code civil.

Article 6 : Suivi et bilan des programmes de travaux

La réalisation du programme annuel de travaux fera l'objet d'un suivi régulier de son avancement et des sommes consommées sur l'enveloppe allouée en année n et n -1. A cet effet, le sujet sera abordé chaque trimestre avec l'Autorité concédante ainsi que lors de la réunion pour faire le bilan de l'exercice en cours et de l'exercice écoulé.

L'Autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution conviennent d'établir une fois par an un bilan de l'exécution du programme de travaux de l'année N,

Par ailleurs, les Parties conviennent d'évaluer d'un commun accord un bilan de fin de convention au plus tard le 30 septembre précédant le terme de la présente convention. Ce bilan de fin de convention permettra d'évoquer l'opportunité de son renouvellement. Ce bilan comprendra en particulier la somme des participations annuelles versées et le taux de sécurisation moyen obtenu dans le cadre de la réalisation des travaux « article 8 » sous maîtrise d'ouvrage de l'Autorité concédante.

Article 7 – Durée de l'accord et renouvellement

Les dispositions de la présente convention s'appliquent du 1er janvier 2023 au 31 décembre 2026.

Le Concessionnaire s'engage pour les affaires du programme de travaux 2026 de l'Autorité concédante, au titre de l'article 8 A) du Cahier des charges, financées partiellement par le Concessionnaire dans le cadre de la présente convention et qui n'auraient pas été mises en exploitation au 31 décembre 2026 et qui seront mises en exploitation au plus tard avant le 30 novembre 2027 à procéder au versement de sa participation financière selon les modalités prévues par la présente convention.

Le montant annuel maximum de la participation du Concessionnaire de la convention suivante sera établi conformément aux dispositions des articles 2 et 3.

Au terme de la présente convention, soit au 31 décembre 2026, le Concessionnaire s'engage à limiter l'évolution du montant annuel maximum de la participation dans la convention suivante.

Projet

Ce montant ne pourra varier de plus ou moins 10 % par rapport au montant maximum, hors majoration, indiqué au deuxième alinéa de l'article 2 de la présente convention.

Fait à Caen, en trois exemplaires originaux,
Le 22 décembre 2022

Pour l'Autorité concédante,
La Présidente du SDEC-ENERGIE,

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE

Pour le Concessionnaire,
Le Directeur Régional Normandie Enedis

Monsieur Jean-Olivier MARTIN

Projet

Annexe 1 : Modèle de liste des affaires constituant le programme annuel (n) de travaux au titre de l'article 8 A) du Cahier des charges, de l'autorité concédante

Année du programme (SDEC ENERGIE)	N° Affaire SDEC ENERGIE	N° DB 22 Enedis	Commune	Catégorie	Insee	Intitulé du Projet & Adresse des travaux	Poste(s) HTA/BT concerné(s)	Données techniques des réseaux BT déposés				Données Financières Montant estimé des travaux en € net de taxe		
								Longueur totale (en m)	Longueur fils nus (en m)	Longueur torsadé (en m)	Taux de sécurisation : en %	Coût travaux réseau aérien BT	Coût travaux réseau aérien BT fils nus	Coût travaux réseau aérien BT T70[2]
Affaire 1														
Affaire 2														
Affaire 3														
Somme									(A)	(B)		(C)		

Montant estimé de la participation financière de N du concessionnaire en € net de taxe = (C *40%) avec un montant maximum de 650 000 euros Net de taxes	(D)

Taux annuel de sécurisation de N (Tx % sécurisation fils nus N) Soit A/ (A+B) X 100	
Montant calculé de la majoration, si le taux annuel de sécurisation de N supérieur ou égal à 25% avec un maximum de 65 000 euros net de taxes	(E)
Montant total de la participation en euros net de taxes	(D + E)

Annexe 2
Modèle d'état détaillé

ETAT DETAILLE DES SOMMES DUES PRESENTANT LE MONTANT DE LA PARTICIPATION A VERSER PAR LE CONCESSIONNAIRE AU TITRE DU FINANCEMENT DES TRAVAUX DE MODIFICATION DES OUVRAGES ELECTRIQUES DE LA CONCESSION, REALISES SOUS LA MAITRISE D'OUVRAGE DE L'AUTORITE CONCEDANTE AUX FINS D'INTEGRATION DANS L'ENVIRONNEMENT	
Somme à verser au titre des affaires du programme annuel de travaux de l'année en cours mise en exploitation dans l'année	1) Tableau n°1 Report de la somme à verser
Somme à verser au titre des affaires du programme annuel de travaux, de l'année précédente, dont les chantiers ont été commencés l'année précédente et mises en exploitation dans l'année en cours ou entre le 30 novembre et le 31 décembre de l'année précédente.	2) Tableau n°2 Report du montant à verser
Montant total en € net de taxe	1+2

Projet

Annexe 2 Liste des affaires annexées à l'état détaillé des sommes dues

Tableau n°1 : Affaires du programme annuel de travaux, au titre de l'article 8 A) du Cahier des charges, de l'Autorité concédante que le Concessionnaire s'est engagé à financer au titre de l'année en cours mises en exploitation cette même année

Date AMEO	Année du programme	N° Affaire SDEC ENERGIE	N° DB 22 Enedis	Commune	Catégorie	Insee	Intitulé du Projet & Adresse des travaux	Poste(s) HTA/BT concerné(s)	Données techniques des réseaux BT déposés			Données Financières Montant des travaux en € net de taxe		
									Longueur totale (en m)	Longueur fils nus (en m)	Longueur torsadé (en m)	Coût travaux réseau aérien BT	Dont coût travaux réseau aérien BT fils nus	Dont coût travaux réseau aérien BT T70²
	Affaire 1													
	Affaire 2													
	Affaire 3													
	....													
											Somme	(C)		
Montant calculé de la participation financière de N du concessionnaire en € net de taxe = (C *40%)												(D)		
Montant de la participation financière de N versée au titre du précédent état détaillé												(1)		
Montant maximum de la participation financière de l'année N												(2)		
Somme à verser = 2-(1+D) en € net de taxe														

Tableau n°2 : Affaires du programme annuel de travaux, au titre de l'article 8 A) du Cahier des charges, de l'Autorité concédante que le Concessionnaire s'est engagé à financer au titre de l'année précédente, dont les chantiers ont été commencés l'année précédente et mises en exploitation dans l'année en cours ou entre le 30 novembre et le 31 décembre de l'année précédente

Date AMEO	Année du programme (SDEC ENERGIE)	N° Affaire SDEC ENERGIE	N° DB 22 Enedis	Commune	Catégorie	Insee	Intitulé du Projet & Adresse des travaux	Poste(s) HTA/BT concerné(s)	Données techniques des réseaux BT déposés			Données Financières Montant des travaux en € net de taxe		
									Longueur totale (en m)	Longueur fils nus (en m)	Longueur torsadé (en m)	Coût travaux réseau aérien BT	Dont coût travaux réseau aérien BT fils nus	Dont coût travaux réseau aérien BT T70²
	Affaire 1													
	Affaire 2													
	Affaire 3													
	...													
											Somme	(C)		
Montant calculé de la participation financière de N du concessionnaire en € net de taxe = (C *40%)												(D)		
Montant de la participation financière de N versée au titre du précédent état détaillé												(1)		
Montant maximum de la participation financière de l'année N-1												(2)		
Somme à verser = 2-(1+D) en € net de taxe														

CONVENTION RELATIVE AUX MODALITES DE CALCUL ET DE VERSEMENT DE LA PCT SUR LE TERRITOIRE DE LA CONCESSION DU SYNDICAT DÉPARTEMENTAL D'ÉNERGIES DU CALVADOS

Entre les soussignés :

- **Syndicat Départemental d'Energies du Calvados usuellement** dénommé SDEC ENERGIE, 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 la Présidente **Madame Catherine GOURNEY-LECONTE,** dûment habilitée à cet effet par délibération du comité syndical du 15 décembre 2022, domicilié Esplanade Brillaud de Laujardière, ZAC de la Folie Couvrechef, Porte de l'Europe, CS 75046-140077 Caen Cedex 5,

désigné ci-après **« l'Autorité concédante », d'une part,**

et, d'autre part,

Enedis, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles 92079 Paris La Défense, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par **Monsieur Jean Olivier MARTIN**, Directeur Régional Enedis, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 1er avril 2021 par Mme la Présidente et les membres du Directoire d'Enedis, faisant élection de domicile au 9, Place de la Pucelle, 76024 Rouen Cedex,

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 »,**

Ci-après désignés ensemble par « les Parties ».

projet

Exposé des motifs

Les parties ont conclu, le 29 juin 2018, une convention de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente.

Au titre de cette convention, l'Autorité concédante a concédé, dans les conditions prévues par le code général des collectivités territoriales et par le code de l'énergie, au Concessionnaire, la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, aux conditions du cahier des charges de concession annexé à ladite convention.

L'annexe 2 bis dudit cahier des charges précise 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'Article 5 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..

En application de ces dispositions, les parties ont conclu le 29 juin 2018 une convention ayant pour objet de préciser les modalités opérationnelles liées au paiement de la PCT dont le terme a été fixé au 31 décembre 2022.

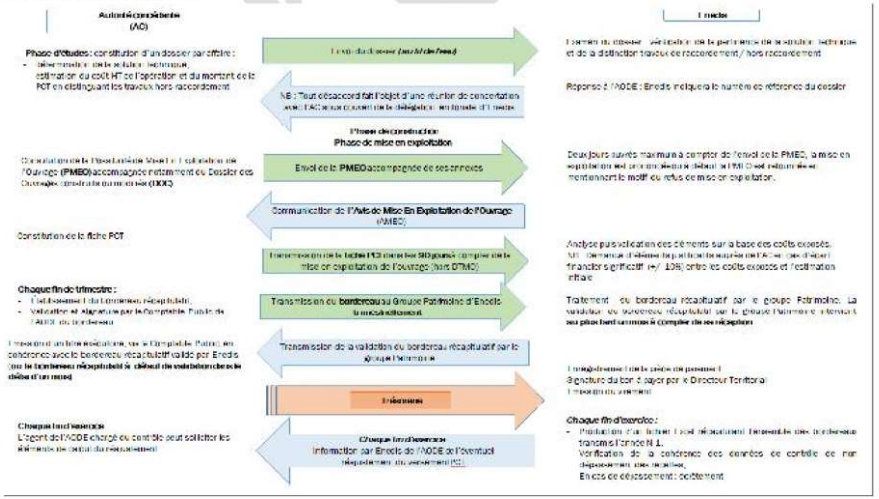
La présente convention a pour objet de reconduire ces dispositions.

<u>Article 1 - Objet de la convention</u>

La présente convention a pour objet de préciser les modalités opérationnelles liées au paiement de la PCT, en application de l'annexe 2 bis du cahier des charges de concession.

<u>Article 2 - Modalités d'échange entre les parties</u>

Le schéma suivant précise les modalités d'échanges entre l'Autorité concédante et le Gestionnaire du réseau de distribution :



Le choix de la solution technique revient in fine à l'Autorité concédante.

Tout désaccord fait l'objet d'une réunion de concertation avec l'Autorité concédante sous couvert de la délégation territoriale du gestionnaire du réseau de distribution. Cette réunion pourra prendre la forme d'un échange dématérialisé ou téléphonique.

La transmission des fiches PCT intervient dans les 90 jours à compter de la date de l'avis de mise en exploitation (AMEO) pour les affaires mises en exploitation à compter du 1er janvier 2023. La transmission des fiches PCT correspondant aux affaires faisant l'objet d'une délégation temporaire de maitrise d'ouvrage (DTMO) intervient lorsque les opérations sont financièrement soldées.

Article 3- Documents utilisés

Les documents utilisés sont les suivants :

- La Fiche PCT figurant à l'annexe 2 bis du cahier des charges de concession et à l'annexe 1 de la présente convention, et qui comportera, a minima les informations stipulées au paragraphe 2.4 de l'article 2 de l'annexe 2bis du cahier des charges de concession.

- Le Bordereau trimestriel PCT figurant à l'annexe 2 bis du cahier des charges de concession et à l'annexe 2 de la présente convention, et qui comportera a minima les éléments listés au paragraphe 2.5 de l'article 2 de l'annexe 2bis du cahier des charges de concession.

Le montant des dépenses exposées par l'Autorité concédante par affaire, reporté dans le bordereau trimestriel peut être supérieur à celui indiqué dans la fiche PCT de ladite l'affaire, une part des factures correspondant aux dépenses exposées pouvant être transmises ou mandatées postérieurement à la communication de la fiche PCT.

Article 4 – Modalités de calcul et de Versement de la PCT

1 – modalités de calcul

L'Autorité concédante calcule le montant de la PCT conformément aux articles 2 (paragraphes 2.2 et 2.3) et 3 de l'annexe 2bis du cahier des charges de concession.

2 – modalités de versement de la PCT

L'Autorité concédante transmet trimestriellement le bordereau PCT au Gestionnaire du réseau de distribution pour validation par le service Groupe Patrimoine d'Enedis chargé de la gestion de la PCT.

La PCT est versée trimestriellement à l'Autorité concédante, maître d'ouvrage, par la Direction Territoriale Enedis.

Le Gestionnaire du réseau de distribution versera la PCT à l'Autorité concédante conformément aux paragraphes 2.6 et 2.7 de l'article 2 de de l'annexe 2bis du cahier des charges de concession.

Article 5 – Bilan annuel

Le bilan annuel réalisé par le Gestionnaire du réseau de distribution conformément à l'article 2.7 de l'annexe 2 bis du cahier des charges de concession est tenu à la disposition de l'Autorité concédante en application des dispositions du même article. Ce bilan est à l'origine le cas échéant de l'écrêtement à la baisse du premier versement de PCT de l'exercice suivant prévu au même article.

Article 6 – Règlement amiable

En cas de contestation relative à l'interprétation ou à l'exécution de la présente convention, les Parties s'engagent à se rencontrer en vue de rechercher une solution amiable.

A défaut de solution amiable, les contestations seront traitées conformément aux stipulations du cahier des charges de concession.

Article 7 – Date d'effet et durée

La présente convention est conclue pour une période initiale de 1 an à compter du 1er janvier 2023, son terme initial est fixé au 31 décembre 2023.

Elle peut être reconduite trois fois, la durée de chaque période de reconduction est de un an. La durée maximale de la présente convention, toutes périodes confondues, est de 4 ans sans pouvoir excéder le 31 décembre 2026.

La présente convention est reconduite par avenant.

Chaque partie peut dénoncer la convention sans justification particulière en faisant part de sa décision à l'autre partie, par écrit en lettre recommandée avec accusé de réception. Le préavis sera dans ce cas de 3 mois.

Les parties conviennent que la convention est résiliée de plein droit dans le cas d'une modification du cahier des charges de distribution publique d'électricité en vigueur sur la concession du Calvados venant contredire ou modifier les dispositions de la présente convention et dans le cas d'une évolution des dispositions législatives et règlementaires relatives au financement des raccordements.

Fait à Caen, en trois exemplaires originaux,

Le 22 décembre 2022

Pour l'Autorité concédante,	Pour le Concessionnaire,
La Présidente du SDEC-ENERGIE,	Le Directeur Régional Normandie Enedis
Madame Catherine GOURNEY-LECONTE	Monsieur Jean-Olivier MARTIN

Projet

ANNEXE 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)			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 gstionnaire 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 **Les éléments nécessaires à l'immobilisation des ouvrages remis au concessionnaire doivent être annexés au présent bordereau. Il s'agit des documents suivants :**		Plan géoréférencé des ouvrages construits			
		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 2 : Modèle de bordereau trimestriel récapitulatif des affaires

Désignation de l'autorité concédante								
N° affaire de l'autorité concédante	N° d'enregistrement du gestionnaire du réseau de distribution	Date de remise des ouvrages au gestionnaire du réseau de distribution	Coût total de l'opération de raccordement en € H.T. (1)	Longueur du raccordement en mètres	Contribution de raccordement en € H.T. (2)	Taux de réfaction applicable	PCT en € (3)	Ecart par opération en € H.T. (2+3-1)
			Total					

Date et visa du représentant de l'autorité concédante:	Date et visa du comptable public:

Projet

Convention relative aux modalités d'organisation du contrôle de concession et à la transmission de données relatives à la qualité de la distribution d'électricité

Entre les soussignés :

- **Syndicat Départemental d'Energies du Calvados usuellement** dénommé SDEC ENERGIE 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 la Présidente **Madame Catherine GOURNEY-LECONTE** dûment habilitée à cet effet par délibération du comité syndical du 15 décembre 2022 domicilié Esplanade Brillaud de Laujardière, ZAC de la Folie Couvrechef, Porte de l'Europe, CS 75046-140077 Caen Cedex 5,

désigné(e) ci-après **« l'Autorité concédante », d'une part,**

et, d'autre part,

- **Enedis,** gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles 92079 Paris La Défense, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par **Monsieur Jean Olivier MARTIN**, Directeur Régional Enedis, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 1er avril 2021 par Mme la Présidente et les membres du Directoire d'Enedis, faisant élection de domicile au 9, Place de la Pucelle, 76024 Rouen Cedex,

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

et ensemble « les Parties ».

Exposé des motifs

Les parties ont conclu, le 29 juin 2018, une convention de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs règlementés de vente.

Au titre de cette convention, l'Autorité concédante a concédé, dans les conditions prévues par le code général des collectivités territoriales et par le code de l'énergie, au Concessionnaire, la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, sans préjudice de l'exercice de la maîtrise d'ouvrage par l'Autorité concédante, aux conditions du cahier des charges annexé à ladite convention.

Aux termes des dispositions de l'article 9 de l'annexe 1 du cahier des charges de la concession, les parties peuvent aménager ces dispositions.

Le 29 juin 2018, les Parties ont signé une 1ère Convention relative aux modalités d'organisation du contrôle de concession qui a été abrogée et remplacée par une convention en date du 21 décembre 2018 conclue pour une durée de 4 ans.

La présente convention a pour objet de renouveler cette convention et d'élargir son objet à la communication de certaines données relatives à la qualité de la distribution d'électricité.

En application de ces dispositions, les parties ont convenu ce qui suit :

Article 1 - Organisation des missions de contrôle

1.1 La mission annuelle de contrôle

Pour ce qui concerne le contrôle annuel du bon accomplissement par le Concessionnaire de ses missions, chaque année au plus tard le 31 mars de l'année, l'Autorité concédante notifie au Concessionnaire par courrier ou courriel le déroulement des opérations de contrôle de l'année précédente avec ses dates prévisionnelles et le nom des agents de contrôle et éventuellement du prestataire extérieur.

Cette notification est adressée par écrit aux représentants du Concessionnaire concernés tels que désignés à l'article 54 du cahier des charges qui en accuseront réception par écrit.

Cette notification précise les données attendues dans le cadre de l'opération de contrôle. Si l'Autorité concédante ne précise pas la liste des données à lui communiquer, les données à communiquer sont celles listées aux articles 3 et 4.

Les données, listées à l'article 3 de la présente convention, sont communiquées à l'Autorité concédante au plus tard le 1er juin.

L'Autorité concédante est informée de toutes modifications substantielles apportées par le Concessionnaire aux données transmises au plus tard à cette date.

Les données listées à l'article 4 sont transmises au plus tard le 1er juillet.

Les délais de remise des données pourront être repoussés d'un commun accord entre les parties.

Les données sont communiquées par le Concessionnaire sous la forme de fichiers informatiques sous format électronique ouvert, facilement réutilisable.

Projet

Le Concessionnaire apportera une réponse aux questions posées par le concédant liées à l'analyse des données précédemment communiquées dans un délai maximum de deux mois à compter de leur notification.

Les dates prévisionnelles d'audit peuvent faire l'objet d'échanges entre les parties pour des raisons de disponibilité du personnel du Concessionnaire afin d'assurer la qualité des informations communiquées.

1.2 Les autres contrôles ponctuels

Toute autre mission ponctuelle de contrôle est notifiée par l'agent de contrôle désigné par l'Autorité concédante au moins 2 mois avant la date prévisionnelle des opérations de contrôle.

Cette notification est adressée par écrit aux représentants du Concessionnaire concernés tels que désignés 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 pourra être supérieur à 2 mois.

1.3 Liste des données à transmettre à l'Autorité concédante au plus tard le 1er juin

La liste des données devant être communiquées à l'Autorité concédante au 1er juin constitue l'annexe 1 de la présente convention.

1.4 Liste des données à transmettre à l'Autorité concédante au plus tard le 1er juillet

La liste des données devant être communiquées à l'Autorité concédante au 1er juillet constitue l'annexe 2 de la présente convention.

1.5 Mise à jour des listes de données

Les listes des données sont mises à jour tous les quatre ans d'un commun accord entre les parties.

Article 2 – Échanges d'informations nécessaires à l'identification des départs BT en contrainte

2.1 Composition du dossier annuel de criblage

Le dossier annuel de criblage « DAC » est composé d'un fichier Excel regroupant l'ensemble des données, permettant à l'Autorité concédante d'identifier, sur son périmètre d'intervention, le nombre et la localisation des tronçons BT en contrainte ainsi que la nature de la contrainte. L'objectif est de partager sur l'identification des départs BT mal alimentés nécessitant un investissement en définissant la priorisation de ces derniers.

A l'issue de cette phase d'échanges, l'Autorité concédante transmet au Concessionnaire un programme prévisionnel de travaux prioritaires à engager au plus tard pour l'année N+1 et précisant la liste des départs en contrainte à renforcer ou à sécuriser.

Pour chaque départ en contrainte inscrit au programme travaux de l'Autorité concédante, le Concessionnaire fournira un Dossier de Diagnostic Détaillé et de Préconisation (DDDP) comportant :

- un état initial des contraintes accompagné d'une description cartographique des ouvrages en contrainte.
- une proposition technique de levée des contraintes.

2.2 Modalités de remise du DAC

Le Concessionnaire fournit le DAC (par envoi informatique) au plus tard le 30 avril.

Article 3 – Échanges d'informations qualifiées permettant le suivi de la qualité de fourniture

3.1 Tenue de tension et continuité globales

Le Concessionnaire transmet à l'Autorité concédante les données prévues par les articles D 322-2 à D 322-8 du code de l'énergie et l'arrêté du 24 décembre 2007 modifié, notamment par l'arrêté du 16 septembre 2014 qui fixent les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité.

Ces données sont transmises dans les formes et délais prévus par l'article D 322-4 du code de l'énergie et l'annexe dudit arrêté.

3.2 Informations au fil de l'eau concernant les coupures longues constatées sur les ouvrages de distribution d'électricité

3.2.1 Informations relatives aux coupures longues constatées sur les ouvrages HTA

Les éléments transmis sur les coupures longues HTA comprennent :

- localisation : noms et code GDO du poste source, libellé et code GDO du départ HTA,
- Origine : Poste source, réseau de transport, réseau HTA
- Nature de l'interruption: coupure due à des travaux ou à un incident,
- Coupure liée à un évènement exceptionnel : oui /non,
- Coupure imputable à un évènement climatique : oui/non,
- Cause : végétation, défaillance de matériel, inondation, foudre, conducteurs déréglés, tiers, dépassement de capacité, fausse manœuvre, animaux…,
- Siège : canalisation aérienne nue, de faibles sections, souterraine, poste de transformateur, armoire de coupure, isolateur, armement, attache…,
- Horodatage : date, heure de début, durée totale en minutes,
- Conséquences :
  - Nombre total de clients coupés,
  - Nombre de clients coupés BT sur la concession,
  - Nombre total de clients BT < 36 kVA coupés,
  - Nombre total de clients BT ≥ 36 kVA coupés,
  - Nombre total de clients HTA coupés,
  - NiTi Total en min,
  - NiTi Total de la concession (en min),
  - PSTI Total en kWh

Projet

3.2.2 Informations des coupures longues constatées sur les ouvrages BT

Les éléments transmis sur les coupures longues BT précisent :

- Localisation : nom et code INSEE de la commune concernée, noms et code GDO du poste HTA/BT alimentant,
- Nature : coupure due à des travaux ou à un incident,
- Coupure liée à un évènement exceptionnel : oui /non,
- Coupure imputable à un évènement climatique : oui/non,
- Cause : adaptation aux charges, animaux, conducteurs déréglés, défaillance de matériel, défaut de montage ou conception, équipe TST indisponible, fausse manœuvre, foudre, inondation, tiers, végétation…,
- Siège : accessoire de branchement ou de réseau, canalisation aérienne nue, de faibles sections, torsadé, souterraine, câble papier ou synthétique, isolateur, transformateur…,
- Horodatage : date, heure de début, durée totale (en minutes),
- Conséquences :
  - nombre total de clients coupés
  - nombre total de clients BT < 36 kVA coupés (segment C5)
  - nombre total de clients BT ≥ 36 kVA coupés (segments C4)
  - NiTi total en min

Les données visées à l'article 3.2 seront communiquées à l'Autorité concédante par le Concessionnaire selon un rythme mensuel, en un seul envoi informatique, avant la fin du mois M+1 pour le mois M.
Ces données sont communiquées à titre purement informatif. Elles peuvent faire l'objet de consolidation ultérieure. Seule la requête transmise annuellement dans le cadre du contrôle de concession fait donc foi.

En conséquence, le Concessionnaire dans le cadre de la mission de contrôle ne sera pas interrogé sur les écarts entre les données des fichiers mensuels et les fichiers obtenus dans le cadre du contrôle.
Toutefois, en cas d'incident majeur affectant le réseau et la continuité du service, le Concessionnaire s'engage à en informer immédiatement l'Autorité concédante, par tout moyen approprié, selon les modalités précisées dans l'annexe 1 du cahier des charges.

Article 4 – Usage, utilisation et protection des données communiquées

L'Autorité concédante :

- s'engage à ne pas effectuer de traitement des informations transmises par le Concessionnaire qui aboutirait au non-respect des obligations spécifiques relatives à la confidentialité des informations commercialement sensibles conformément aux dispositions prévues par les articles L 111-73 et L 111-81 et R 111-26 à R 111-30 du Code de l'Énergie ;
- s'engage à faire respecter les mêmes engagements à ses prestataires.

Le Concessionnaire :

- s'engage à ne communiquer à l'Autorité concédante aucune donnée personnelle au sens du Règlement général pour la protection des données (RGPD) et de la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978 relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés ;
- s'engage à faire respecter les mêmes engagements à ses prestataires.

Article 5 – Durée

Cette Convention prend effet à la date de sa signature, pour le contrôle portant sur les données 2022.

Son terme est fixé au 31 décembre 2026.

La convention est ensuite renouvelée par période de quatre ans, par avenant sans que sa durée totale ne puisse dépasser celle du contrat de concession conclue entre les Parties le 29 juin 2018.

Si une Partie souhaite mettre un terme à la Convention, elle doit le signifier expressément à l'autre Partie au plus tard un an avant chacune de ces échéances.

La convention pourra par ailleurs faire l'objet d'une révision dès lors que des accords nationaux modifiant les modalités de communication des données, ainsi que leur liste, interviendront.

Six mois avant le terme de la présente Convention, les Parties conviennent de se rencontrer pour dresser un retour d'expérience sur l'exécution de la Convention et convenir des modalités de son renouvellement.

A la demande de l'une des Parties, un compte-rendu de réunion sera rédigé et approuvé conjointement à cette occasion.

Fait à Caen, en trois exemplaires originaux.

Le 22 décembre 2022

Pour l'Autorité concédante,	Pour le Concessionnaire,
La Présidente du SDEC-ENERGIE,	Le Directeur Régional Normandie Enedis
Madame Catherine GOURNEY-LECONTE	Monsieur Jean-Olivier MARTIN

Projet

ANNEXE 1 : Liste des données à transmettre à l'Autorité concédant au 1er Juin

Partie Clientèle

Nota bene : les données de la partie clientèle sont communiquées pour la plupart à la maille dite «code INSEE » c'est-à-dire communale. Pour les communes créées en application des articles L. 2113-1 et suivants du code général des collectivités territoriales, il s'agit des données à la maille des communes nouvelles et non des communes préexistantes à la création des communes nouvelles.

Nom du fichier, nom de l'onglet, nom du tableau	Catégorie	Libellé	Segment / Unité	Maille
1) Fichier « Liste IP par commune»		Code INSEE, Commune, IP, Mail IP, Fixe IP, Portable IP		
2) Fichier « Liste communale »				
2.1 Onglet liste communale consommateurs	Clients en soutirage	Nombre de contrats, Energie acheminée (en kWh), Puissance souscrite (en kVA), Recette d'acheminement (en €)	Tous segments	Communale
2.2 Onglet liste communale Producteurs	Clients en injection	Nombre de sites, Puissance des sites (en kVA)	BT ≤ 36 kVA, BT > 36 kVA, HTA	Communale
2.3 Onglet reclamations	Réclamations	Nombre, nature (4 niveau de précisions), dates et délai de traitement	Tous segments	Communale
2.4 Onglet Linky_Nb_C_posé	Linky	Nombre de compteurs communicants posés avec mois et année de pose et technique CPL	C5	Communale
2.5 Onglet Linky_Nb_k_posé	Linky	Nombre de concentrateurs posés avec mois et année de pose et technique CPL		Communale
3) Fichier « CTL-OHTA-005 CLIENTS et PROD PAR DEPART HTA ET PAR COMMUNE »	**Clients en soutirage et en injection**	**Nombre de clients en soutirage et en injection**	**Clients ≤ 36 kVA, Clients > 36 kVA, Clients HTA, PROD BT ≤ 36 kVA, PROD BT > 36 kVA, Prod HTA**	**Départ HTA - Communes**
4) Fichier « indicateurs hors Linky + Linky »				
4.1 Onglet indicateurs hors Linky				
U2	Clients en soutirage	Nombre de contrats	C1	Concession
U2	Clients en soutirage	Nombre de contrats	C2	Concession
U2	Clients en soutirage	Nombre de contrats	C3	Concession
U2	Clients en soutirage	Nombre de contrats	C4	Concession
U2	Clients en soutirage	Nombre de contrats	C5	Concession
U2	Clients en soutirage	Puissance souscrite (en kVA)	C1	Concession
U2	Clients en soutirage	Puissance souscrite (en kVA)	C2	Concession
U2	Clients en soutirage	Puissance souscrite (en kVA)	C3	Concession
U2	Clients en soutirage	Puissance souscrite (en kVA)	C4	Concession
U2	Clients en soutirage	Puissance souscrite (en kVA)	C5	Concession
U2	Clients en soutirage	Énergie acheminée (en kWh)	C1	Concession
U2	Clients en soutirage	Énergie acheminée (en kWh)	C2	Concession
U2	Clients en soutirage	Énergie acheminée (en kWh)	C3	Concession
U2	Clients en soutirage	Énergie acheminée (en kWh)	C4	Concession
U2	Clients en soutirage	Énergie acheminée (en kWh)	C5	Concession
U2	Clients en soutirage	Recette d'acheminement (en €)	C1	Concession
U2	Clients en soutirage	Recette d'acheminement (en €)	C2	Concession
U2	Clients en soutirage	Recette d'acheminement (en €)	C3	Concession

Nom du fichier, nom de l'onglet, nom du tableau	Catégorie	Libellé	Segment / Unité	Maille
U2	Clients en soutirage	Recette d'acheminement (en €)	C4	Concession
U2	Clients en soutirage	Recette d'acheminement (en €)	C5	Concession
U3	Clients en injection	Nombre de sites Photovoltaïque	BT ≤ 36 kVA	Concession
U3	Clients en injection	Puissance des sites Photovolatique (en kva)	BT ≤ 36 kVA	Concession
U3	Clients en injection	Energie des sites Photovolatique (en kva)	BT ≤ 36 kVA	Concession
U3	Clients en injection	Nombre de sites Photovoltaïque	BT > 36 kVA	Concession
U3	Clients en injection	Puissance des sites Photovolatique (en kva)	BT > 36 kVA	Concession
U3	Clients en injection	Energie des sites Photovolatique (en kva)	BT > 36 kVA	Concession
U3	Clients en injection	Nombre de sites Photovoltaïque	HTA	Concession
U3	Clients en injection	Puissance des sites Photovolatique (en kva)	HTA	Concession
U3	Clients en injection	Energie des sites Photovolatique (en kva)	HTA	Concession
U3	Clients en injection	Nombre de sites Hydraulique	BT ≤ 36 kVA	Concession
U3	Clients en injection	Puissance des sites hydraulique (en kva)	BT ≤ 36 kVA	Concession
U3	Clients en injection	Énergie des sites hydraulique (en kva)	BT ≤ 36 kVA	Concession
U3	Clients en injection	Nombre de sites Hydraulique	BT > 36 kVA	Concession
U3	Clients en injection	Puissance des sites hydraulique (en kva)	BT > 36 kVA	Concession
U3	Clients en injection	Énergie des sites hydraulique (en kva)	BT > 36 kVA	Concession
U3	Clients en injection	Nombre de sites Hydraulique	HTA	Concession
U3	Clients en injection	Puissance des sites hydraulique (en kva)	HTA	Concession
U3	Clients en injection	Énergie des sites hydraulique (en kva)	HTA	Concession
U3	Clients en injection	Nombre de sites Eolien	BT ≤ 36 kVA	Concession
U3	Clients en injection	Puissance des sites Eolien (en kva)	BT ≤ 36 kVA	Concession
U3	Clients en injection	Énergie des sites Eolien (en kva)	BT ≤ 36 kVA	Concession
U3	Clients en injection	Nombre de sites Eolien	BT > 36 kVA	Concession
U3	Clients en injection	Puissance des sites Eolien (en kva)	BT > 36 kVA	Concession
U3	Clients en injection	Énergie des sites Eolien (en kva)	BT > 36 kVA	Concession
U3	Clients en injection	Nombre de sites Eolien	HTA	Concession
U3	Clients en injection	Puissance des sites Eolien (en kva)	HTA	Concession
U3	Clients en injection	Énergie des sites Eolien (en kva)	HTA	Concession
U3	Clients en injection	Nombre de sites Autre	BT ≤ 36 kVA	Concession
U3	Clients en injection	Puissance des sites Autre (en kva)	BT ≤ 36 kVA	Concession
U3	Clients en injection	Énergie des sites Autre (en kva)	BT ≤ 36 kVA	Concession
U3	Clients en injection	Nombre de sites Autre	BT > 36 kVA	Concession
U3	Clients en injection	Puissance des sites Autre (en kva)	BT > 36 kVA	Concession
U3	Clients en injection	Énergie des sites Autre (en kva)	BT > 36 kVA	Concession
U3	Clients en injection	Nombre de sites Autre	HTA	Concession
U3	Clients en injection	Puissance des sites Autre (en kva)	HTA	Concession
U3	Clients en injection	Énergie des sites Autre (en kva)	HTA	Concession
U12	Performance	Taux de mise en service, sur installations existantes dans les délais standards	C5 RES	Concession
U12	Performance	Taux de mise en service, sur installations existantes dans les délais standards	C5 PRO	Concession
U12	Performance	Taux de mise en service, sur installations existantes dans les délais standards	C2-C4	Concession
U12	Performance	Taux de changements de fournisseurs dans les délais standards	C5 RES	Concession
U12	Performance	Taux de changements de fournisseurs dans les délais standards	C5 PRO	Concession
U12	Performance	Taux de changements de fournisseurs dans les délais standards	C2-C4	Concession
U12	Performance	Taux de résiliation initiative Client dans les délais standards	C5 RES	Concession
U12	Performance	Taux de résiliation initiative Client dans les délais standards	C5 PRO	Concession
U12	Performance	Taux de résiliation initiative Fournisseur dans les délais standards	C5 RES	Concession
U12	Performance	Taux de résiliation initiative Fournisseur dans les délais standards	C5 PRO	Concession
U12	Performance	Taux de résiliation dans les délais standards	C2-C4	Concession
U12	Performance	Taux d'index rectifiés pour les clients BT ≤ 36 kVA	BT ≤ 36 kVA	Nationale

Projet

Nom du fichier, nom de l'onglet, nom du tableau	Catégorie	Libellé	Segment / Unité	Maille
U13	Raccordements	Nb de raccordements en soutirage SANS adaptation	BT ≤ 36 kVA individuels	Concession
U13	Raccordements	Nb de raccordements en soutirage SANS adaptation	BT ≤ 36 kVA collectifs	Concession
U13	Raccordements	Nb de raccordements en soutirage AVEC adaptation	BT ≤ 36 kVA individuels et collectifs	Concession
U13	Raccordements	Nb de raccordements en soutirage SANS et AVEC adaptation	BT > 36 kVA	Concession
U13	Raccordements	Nb de raccordements en soutirage AVEC adaptation	HTA	Concession
U13	Raccordements	Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements	tous segments	Concession
U14	Raccordements	Nb de raccordements en injection SANS adaptation	BT ≤ 36 kVA individuels	Concession
U14	Raccordements	Nb de raccordements en injection AVEC adaptation	BT ≤ 36 kVA individuels	Concession
U14	Raccordements	Nb de raccordements en injection SANS et AVEC adaptation	BT > 36 kVA	Concession
U14	Raccordements	Nb de raccordements en injection AVEC adaptation	HTA	Concession
U14	Raccordements	Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements	tous segments	Concession
U13-U14	Raccordements	Nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisé à la date convenue avec l'utilisateur (TURPE5)	Tous segments soutirage et injection BT ≤ 36 kVA	Nationale
U16	Raccordements	Production en surplus	BT ≤ 36 kVA individuels	Concession
U16	Raccordements	Production en totalité	BT ≤ 36 kVA individuels	Concession
U17	Raccordements	Nb de raccordements SIMULTANES SANS adaptation	BT ≤ 36 kVA individuels	Concession
U18	Performance Travaux	Nb de devis en soutirage SANS adaptation	BT ≤ 36 kVA individuels et collectifs	concession
U18	Performance Travaux	Nb de devis en soutirage SANS adaptation	BT > 36 kVA	Concession
U18	Performance Travaux	Délai moyen de production d'un devis en soutirage SANS adaptation	BT ≤ 36 kVA individuels et collectifs	Concession
U18	Performance Travaux	Délai moyen de production d'un devis en soutirage SANS adaptation	BT > 36 kVA	Concession
U18	Performance Travaux	Taux de respect du délai de production de devis en soutirage SANS adaptation	BT ≤ 36 kVA individuels et collectifs	Concession
U18	Performance Travaux	Taux de respect du délai de production de devis en soutirage SANS adaptation	BT > 36 kVA	Concession
U18	Performance Travaux	Délai moyen de réalisation des travaux en soutirage SANS adaptation	BT ≤ 36 kVA individuels et collectifs	Concession
U18	Performance Travaux	Délai moyen de réalisation des travaux en soutirage SANS adaptation	BT > 36 kVA	Concession
U18	Performance Travaux	Nb de devis en soutirage AVEC adaptation	BT ≤ 36 kVA individuels	Concession
U18	Performance Travaux	Nb de devis en soutirage AVEC adaptation	collectifs BT-HTA	Concession
U18	Performance Travaux	Nb de devis en soutirage AVEC adaptation	BT > 36 kVA	Concession
U18	Performance Travaux	Nb de devis en soutirage AVEC adaptation	HTA	Concession

Nom du fichier, nom de l'onglet, nom du tableau	Catégorie	Libellé	Segment / Unité	Maille
U18	Performance Travaux	Délai moyen de production d'un devis en soutirage AVEC adaptation	BT ≤ 36 kVA individuels	Concession
U18	Performance Travaux	Délai moyen de production d'un devis en soutirage AVEC adaptation	collectifs BT-HTA	Concession
U18	Performance Travaux	Délai moyen de production d'un devis en soutirage AVEC adaptation	BT > 36 kVA	Concession
U18	Performance Travaux	Délai moyen de production d'un devis en soutirage AVEC adaptation	HTA	Concession
U18	Performance Travaux	Taux de respect du délai de production de devis en soutirage AVEC adaptation	BT ≤ 36 kVA individuels	Concession
U18	Performance Travaux	Taux de respect du délai de production de devis en soutirage AVEC adaptation	collectifs BT-HTA	concession
U18	Performance Travaux	Taux de respect du délai de production de devis en soutirage AVEC adaptation	BT > 36 kVA	Concession
U18	Performance Travaux	Taux de respect du délai de production de devis en soutirage AVEC adaptation	HTA	Concession
U18	Performance Travaux	Délai moyen de réalisation des travaux en soutirage AVEC adaptation	BT ≤ 36 kVA individuels	Concession
U18	Performance Travaux	Délai moyen de réalisation des travaux en soutirage AVEC adaptation	collectifs BT-HTA	Concession
U18	Performance Travaux	Délai moyen de réalisation des travaux en soutirage AVEC adaptation	BT > 36 kVA	Concession
U18	Performance Travaux	Délai moyen de réalisation des travaux en soutirage AVEC adaptation	HTA	Concession
U19	Performance Travaux	Nb de devis en injection SANS adaptation	BT ≤ 36 kVA individuels et collectifs	Concession
U19	Performance Travaux	Délai moyen de production d'un devis en injection SANS adaptation	BT ≤ 36 kVA individuels et collectifs	Concession
U19	Performance Travaux	Taux de respect du délai de production de devis en injection SANS adaptation	BT ≤ 36 kVA individuels et collectifs	Concession
U19	Performance Travaux	Délai moyen de réalisation des travaux en injection SANS adaptation	BT ≤ 36 kVA individuels et collectifs	Concession
U19	Performance Travaux	Nb de devis en injection AVEC adaptation	BT ≤ 36 kVA individuels et collectifs	Concession
U19	Performance Travaux	Délai moyen de production d'un devis en injection AVEC adaptation	BT ≤ 36 kVA individuels et collectifs	
U19	Performance Travaux	Taux de respect du délai de production de devis en injection AVEC adaptation	BT ≤ 36 kVA individuels et collectifs	
U21 L7	Interventions usagers C5	Nombre de 1ères mises en service réalisées (F100B)	C5	Concession
U21 L7	Interventions usagers C5	Nombre de mise en service réalisées (F120B)	C5	Concession
U21 L7	Interventions usagers C5	Nombre de changements de fournisseurs réalisés (F130)	C5	Concession
U21 L7	Interventions usagers C5	Nombre de Résiliation initiative client dans les délais demandés (F140B)	C5	Concession
U21 L7	Interventions usagers C5	Nombre de Résiliation initiative fournisseur réalisées (F140B)	C5	Concession
U21 L7	Interventions usagers C5	Nombre modification de formule tarifaire d'acheminement ou de puissance souscrite (F180)	C5	Concession
U21 L7	Interventions usagers C5	Nombre de modification du dispositif de comptage sans impact sur la formule tarifaire d'acheminement ou sur la puissance souscrite (F185)	C5	Concession

PROJET

Nom du fichier, nom de l'onglet, nom du tableau	Catégorie	Libellé	Segment / Unité	Maille
U21 L7	Interventions usagers C5	Nombre d'intervention pour impayés (F200B)	C5	Concession
U21 L7	Interventions usagers C5	Nombre de relevé spécial (F360)	C5	Concession
U21 L7	Interventions usagers C5	Nombre de raccordement provisoire pour une durée > à 28 jours F800 Suivant barème sur devis	C5	Concession
U21 L7	Interventions usagers C5	Nombre de raccordement provisoire pour une durée <= à 28 jours (F820 et F825)	C5	Concession
U21 L7	Interventions usagers C5	*Nombre de vérification sur le dispositif de comptage (F420C)*	C5	Concession
U21 L7	Interventions usagers C5	Nombre de RDV planifiés non-respectés par Enedis ayant donné lieu au versement d'une compensation financière	C5	Nationale
U23	Coupures pour impayés usagers C5	Prestation de réduction de puissance sur site	C5	Concession
U23	Coupures pour impayés usagers C5	Prestation de réduction de puissance téléopérée	C5	Concession
U23	Coupures pour impayés usagers C5	Prestation de suspension de l'alimentation sur site	C5	Concession
U23	Coupures pour impayés usagers C5	Prestation de suspension de l'alimentation téléopérée	C5	Concession
U23	Coupures pour impayés usagers C5	Nombre de rétablissements sur site	C5	Concession
U23	Coupures pour impayés usagers C5	Nombre de rétablissements téléopérés	C5	Concession
U23	Coupures pour impayés usagers C5	Taux d'intervention sur impayés dans les délais - prestations de réduction de puissance	C5	Concession
U23	Coupures pour impayés usagers C5	Taux d'intervention sur impayés dans les délais prestation de suspension de l'alimentation	C5	Concession
U25	Coupures usagers C5	Nb de résiliation	C5	Concession
U26	Appels Téléphoniques C5	Numéro de téléphone	Accueils Dépannage	Département
U26	Appels Téléphoniques C5	Nb d'appels reçus sans dissuasifs	Accueils Dépannage	Département
U26	Appels Téléphoniques C5	Nb d'appels traités	Accueils Dépannage	Département
U26	Appels Téléphoniques C5	Taux de réussite aux appels téléphonique	Accueils Dépannage	Département
U26	Appels Téléphoniques C5	Numéro de téléphone	Service Accueil Raccordement	Nationale
U26	Appels Téléphoniques C5	Nb d'appels reçus sans dissuasifs	Service Accueil Raccordement	Direction régionale Enedis
U26	Appels Téléphoniques C5	Nb d'appels traités	Service Accueil Raccordement	Direction régionale Enedis
U26	Appels Téléphoniques C5	Taux de réussite aux appels téléphonique	Service Accueil Raccordement	Direction régionale Enedis
U26	Appels Téléphoniques C5	Numéro de téléphone	Service Producteurs d'électricité	Nationale
U26	Appels Téléphoniques C5	Nb d'appels reçus sans dissuasifs	Service Producteurs d'électricité	Direction régionale Enedis
U26	Appels Téléphoniques C5	Nb d'appels traités	Service Producteurs d'électricité	Direction régionale Enedis
U26	Appels Téléphoniques C5	Taux de réussite aux appels téléphonique	Service Producteurs d'électricité	Direction régionale Enedis

Nom du fichier, nom de l'onglet, nom du tableau	Catégorie	Libellé	Segment / Unité	Maille
U26	Appels Téléphoniques C5	Numéro de téléphone	Service Accueil Client Particulier	Nationale
U26	Appels Téléphoniques C5	Nb d'appels reçus sans dissuasifs	Service Accueil Client	Direction régionale Enedis
U26	Appels Téléphoniques C5	Nb d'appels traités	Service Accueil Client	Direction régionale Enedis
U26	Appels Téléphoniques C5	Taux de réussite aux appels téléphonique	Service Accueil Client	Direction régionale Enedis
U27	Interruptions de fourniture	Nb de pénalités pour interruption de fourniture d'une durée comprise entre 5 et 10 heures	BT ≤ 36 kVA	Concession
U27	Interruptions de fourniture	Nb de pénalités pour interruption de fourniture d'une durée comprise entre 10 et 15 heures	BT ≤ 36 kVA	Concession
U27	Interruptions de fourniture	Nb de pénalités pour interruption de fourniture d'une durée supérieure à 15 heures	BT ≤ 36 kVA	Concession
U27	Interruptions de fourniture	Nb de pénalités pour interruption de fourniture d'une durée comprise entre 5 et 10 heures	BT >36 kVA	Concession
U27	Interruptions de fourniture	Nb de pénalités pour interruption de fourniture d'une durée comprise entre 10 et 15 heures	BT >36 kVA	Concession
U27	Interruptions de fourniture	Nb de pénalités pour interruption de fourniture d'une durée supérieure à 15 heures	BT >36 kVA	Concession
U27	Interruptions de fourniture	Nb de pénalités pour interruption de fourniture d'une durée comprise entre 5 et 10 heures	HTA	Concession
U27	Interruptions de fourniture	Nb de pénalités pour interruption de fourniture d'une durée comprise entre 10 et 15 heures	HTA	Concession
U27	Interruptions de fourniture	Nb de pénalités pour interruption de fourniture d'une durée supérieure à 15 heures	HTA	Concession
U28	Réclamations	Nb TOTAL de réclamations	Courante (pas de distinction écrit/oral/mail)	Concession
U28	Réclamations	Nb TOTAL de réclamations	Instance d'appel	Concession
U28	Réclamations	Dont raccordement	Courante (pas de distinction écrit/oral/mail)	Concession
U28	Réclamations	Dont raccordement	Instance d'appel	Concession
U28	Réclamations	Dont relève et Facturation	Courante (pas de distinction écrit/oral/mail)	Concession
U28	Réclamations	Dont relève et Facturation	Instance d'appel	Concession
U28	Réclamations	Dont Accueil	Courante (pas de distinction écrit/oral/mail)	Concession
U28	Réclamations	Dont Accueil	Instance d'appel	Concession
U28	Réclamations	Dont Interventions technique	Courante (pas de distinction écrit/oral/mail)	Concession
U28	Réclamations	Dont Interventions technique	Instance d'appel	Concession

Projet

Nom du fichier, nom de l'onglet, nom du tableau	Catégorie	Libellé	Segment / Unité	Maille
U28	Réclamations	Dont Qualité de fourniture	Courante (pas de distinction écrit/oral/mail)	Concession
U28	Réclamations	Dont Qualité de fourniture	Instance d'appel	Concession
U28	Réclamations	Dont Linky	Courante (pas de distinction écrit/oral/mail)	Concession
U28	Réclamations	Dont Linky	Instance d'appel	Concession
U30	Réclamations	Nombre total de réclamations	Total	Concession
U30	Réclamations	Réclamations traitées sous 15 jours calendaires (ou lettre d'attente pour la qualité)	Taux	Concession
U30	Réclamations	Réclamations "multiples filtrées" (TURPE 5)	Nombre	Direction régionale Enedis
U30	Réclamations	Réclamations « multiples filtrées »	Taux	Direction régionale Enedis
U30	Réclamations	Réclamations "multiples non filtrées" (TURPE 5)	Nombre	Direction régionale Enedis
U30	Réclamations	Réclamations "multiples non filtrées" (TURPE 5)	Taux	Direction régionale Enedis
U30	Réclamations	Délai moyen de réponses aux réclamations		Concession
U31	Satisfaction	Pose des compteurs Linky		
U31	Satisfaction	1ere mise en service - Raccordement en soutirage	Nombre TS+AS	Direction régionale Enedis
U31	Satisfaction	1ere mise en service - Raccordement en soutirage	Nombre Total	Direction régionale Enedis
U31	Satisfaction	MES sur raccordements existants	Nombre TS+AS	Direction régionale Enedis
U31	Satisfaction	MES sur raccordements existants	Nombre Total	Direction régionale Enedis
U31	Satisfaction	Dépannage	Nombre TS+AS	Direction régionale Enedis
U31	Satisfaction	Dépannage	Nombre Total	Direction régionale Enedis
U31	Satisfaction	Relève	Nombre TS+AS	Direction régionale Enedis
U31	Satisfaction	Relève	Nombre Total	Direction régionale Enedis
U31	Satisfaction	Autres Interventions Technique	Nombre TS+AS	Direction régionale Enedis
U31	Satisfaction	Autres Interventions Technique	Nombre Total	Direction régionale Enedis
U33	Relève	Nombre d'absence au relevé 2 fois et plus sans auto-relevé depuis 1 an des consommateurs BT = 36 kVA	C5RES	Concession
U33	Relève	Nombre d'absence au relevé 2 fois et plus sans auto-relevé depuis 1 an des consommateurs sur parc non communicant	C5RES	Concession
U33	Relève	Nombre d'index auto-relevés hors AR Fournisseur semestriellement C5 sur parc non communicants	C5RES	Concession
U33	Relève	Nombre d'index auto-relevés semestriellement C5 sur parc non communicants	C5RES	Concession
U33	Relève	Nombre d'index électricité relevés et auto-relevés semestriellement TURPE5 hors AR Fournisseurs	C5RES	Concession
U33	Relève	Nombre d'index électricité relevés et auto-relevés semestriellement Version TURPE 5	C5RES	Concession

Nom du fichier, nom de l'onglet, nom du tableau	Catégorie	Libellé	Segment / Unité	Maille
U33	Relève	Nombre d'index relevés ou auto-relevés semestriellement C5 sur parc non communicants	C5RES	Concession
U33	Relève	Nombre d'absence au relevé 2 fois et plus sans auto-relevé depuis 1 an des consommateurs BT = 36 kVA	C5PRO	Concession
U33	Relève	Nombre d'absence au relevé 2 fois et plus sans auto-relevé depuis 1 an des consommateurs sur parc non communicant	C5PRO	Concession
U33	Relève	Nombre d'index auto-relevés hors AR Fournisseur semestriellement C5 sur parc non communicants	C5PRO	Concession
U33	Relève	Nombre d'index auto-relevés semestriellement C5 sur parc non communicants	C5PRO	Concession
U33	Relève	Nombre d'index électricité relevés et auto-relevés semestriellement TURPE5 hors AR Fournisseurs	C5PRO	Concession
U33	Relève	Nombre d'index électricité relevés et auto-relevés semestriellement Version TURPE 5	C5PRO	Concession
U33	Relève	Nombre d'index relevés ou auto-relevés semestriellement C5 sur parc non communicants	C5PRO	Concession
U33	Relève	Taux d'absence au relevé 2 fois et plus sans auto-relevé depuis 1 an des consommateurs BT = 36 kVA	C5RES	Concession
U33	Relève	Taux d'absence au relevé 2 fois et plus sans auto-relevé depuis 1 an des consommateurs sur parc non communicant	C5RES	Concession
U33	Relève	Taux d'index auto-relevés hors AR Fournisseur semestriellement C5 sur parc non communicants	C5RES	Concession
U33	Relève	Taux d'index auto-relevés semestriellement C5 sur parc non communicants	C5RES	Concession
U33	Relève	Taux d'index électricité relevés et auto-relevés semestriellement TURPE5 hors AR Fournisseurs	C5RES	Concession
U33	Relève	Taux d'index électricité relevés et auto-relevés semestriellement Version TURPE 5	C5RES	Concession
U33	Relève	Taux d'index relevés ou auto-relevés semestriellement C5 sur parc non communicants	C5RES	Concession
U33	Relève	Taux d'absence au relevé 2 fois et plus sans auto-relevé depuis 1 an des consommateurs BT = 36 kVA	C5PRO	Concession
U33	Relève	Taux d'absence au relevé 2 fois et plus sans auto-relevé depuis 1 an des consommateurs sur parc non communicant	C5PRO	Concession
U33	Relève	Taux d'index auto-relevés hors AR Fournisseur semestriellement C5 sur parc non communicants	C5PRO	Concession
U33	Relève	Taux d'index auto-relevés semestriellement C5 sur parc non communicants	C5PRO	Concession
U33	Relève	Taux d'index électricité relevés et auto-relevés semestriellement TURPE5 hors AR Fournisseurs	C5PRO	Concession
U33	Relève	Taux d'index électricité relevés et auto-relevés semestriellement Version TURPE 5	C5PRO	Concession
U33	Relève	Taux d'index relevés ou auto-relevés semestriellement C5 sur parc non communicants	C5PRO	Concession

Projet

Nom du fichier, nom de l'onglet, nom du tableau	Catégorie	Libellé	Segment / Unité	Maille
U34	Relève	Nombre de relevés mensuels publiés sur index réel pour facturation	BT >36 kVA	Concession
U34	Relève	Nombre de relevés mensuels publiés pour facturation	BT >36 kVA	Concession
U34	Relève	Taux de relevés mensuels publiés sur index réel pour facturation BTsup36 équipé IP	BT >36 kVA	Concession
4.2 Onglet indicateurs linky				
L8	Motif Refus de Pose	Autres	nombre	Concession
L8	Motif Refus de Pose	Ajourné	nombre	Concession
L8	Motif Refus de Pose	Client absent	nombre	Concession
L8	Motif Refus de Pose	Compteur inaccessible momentanément	nombre	Concession
L5	performance	Compteurs activés dans les délais à la suite d'un ordre de pointe mobile	Taux	Concession
L5	performance	Compteurs Linky déclarés communicants dans Ginko	nombre	Concession
L5	performance	Compteurs Linky déclarés communicants dans Ginko	Taux	Concession
L5	performance	compteurs Linky sans index télé-relevé depuis plus de deux derniers mois	Taux	Direction régionale Enedis
L5	performance	Délai moyen entre la pose d'un compteur et sa déclaration dans Ginko	nombre	Concession
L8	Motif Refus de Pose	Demande client modification RDV	nombre	Concession
L8	Motif Refus de Pose	Erreur accessibilité compteur	nombre	Concession
L8	Motif Refus de Pose	GRIP - Imprévu technique	nombre	Concession
L8	Motif Refus de Pose	GRIP - Autres (imprévu réglementaire, incohérence, présomption PNT, etc.)	nombre	Concession
L8	Motif Refus de Pose	Matériel manquant	nombre	Concession
L5	performance	Nombre d'appels au 0 800 054 659	nombre	Direction régionale Enedis
L5	performance	Nombre de clients qui ont refusé corrigé des poses	nombre	Concession
L5	performance	Nombre de clients qui ont refusé la pause du compteur le « jour J »	nombre	Concession
L11	Satisfaction	Nombre de compteurs Linky posés	nombre	Direction régionale Enedis
L5	performance	Nombre de points de connexion BT ≤ 36 kVA équipés d'un compteur	nombre	Concession
L5	performance	Nombre de points de connexion équipés d'un compteur Linky	nombre	Concession
L11	Satisfaction	Nombre d'usagers PS+PDTS		
L11	Satisfaction	Nombre d'usagers répondants	nombre	Direction régionale Enedis
L11	Satisfaction	Nombre d'usagers TS+AS	nombre	Direction régionale Enedis
L5	performance	Réclamations liées au déploiement	nombre	Concession
L5	performance	Réclamations liées au déploiement	Taux	Concession
L8	Motif Refus de Pose	Refus client	nombre	Concession
L5	performance	ré-interventions à la suite de la pose d'un compteur Linky lors du déploiement	nombre	Concession
L5	performance	Ré-interventions à la suite de la pose d'un compteur Linky lors du déploiement	Taux	Concession
L5	performance	Taux d'index estimés sur demandes de résiliation	Taux	Concession
L5	performance	Taux de compteurs sans index télé-relevés au cours des 2 derniers mois	Taux	Direction régionale Enedis
L5	performance	Taux de compteurs sans index télé-relevés au cours des 3 derniers mois	Taux	Direction régionale Enedis
L5	performance	Taux de compteurs sans index télé-relevés au cours des 4 derniers mois	Taux	Direction régionale Enedis
L5	performance	Taux de compteurs sans index télé-relevés au cours des 5 derniers mois	Taux	Direction régionale Enedis

Nom du fichier, nom de l'onglet, nom du tableau	Catégorie	Libellé	Segment / Unité	Maille
L5	performance	Taux de compteurs sans index télé-relevés au cours des 6 derniers mois	Taux	Direction régionale Enedis
L5	performance	Taux de compteurs sans index télé-relevés au cours du dernier mois	Taux	Direction régionale Enedis
L5	performance	Taux de disponibilité du portail internet « clients »	Taux	Nationale
L5	performance	Taux de publication par Ginko des index réels mensuels	Taux	Concession
L5	performance	Taux de transmission quotidienne des données de consommation aux fournisseurs	Taux	Nationale
L5	performance	Taux prévisionnels de compteurs Linky posés au 31 décembre de l'année	Taux	Concession
L5	performance	Taux réel de compteurs Linky posés et communicants au 31 décembre de l'année	Taux	Concession
L5	performance	Taux réels de compteurs Linky posés au 31 décembre de l'année	Taux	Concession
L5	performance	Télé-prestations réalisées dans les délais le jour J demandé par les fournisseurs	Taux	Concession
L5	performance	Télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs	nombre	Concession
L5	performance	Télé-relevés journaliers réussis	Taux	Direction régionale Enedis
5) Fichier CTL-OHTABT-012_NOMBRE DE PRODUCTEURS HTA ET BT POSTE HTA	Clients injection	Nombre de clients en injection (producteurs) par filière	Tous segments	Poste HTA/BT, départ HTA, commune
5.1 Producteurs HTA	Clients injection	Nombre de clients en injection HTA par type de production (filière)	Producteurs HTA	Postes source, départ HTA, poste HTA/BT, commune
5.2 Producteurs BT	Clients injection	Nombre de clients en injection BT par type de production (filière)	Producteurs BT >36 kVA, producteurs BT ≤36 kVA	Postes source, départ HTA, poste HTA/BT, commune
6) Fichier MAV_SDEC Energie	Clients soutirage	Nombre de clients en soutirage par type de client et activité	Tous segments	IRIS
6.1 Clients soutirage	Clients soutirage	Nombre de clients actifs et quantité d'énergie consommée en kWh en soutirage par type de client et activité	Tous segments	IRIS
6.2 Dictionnaire des variables	Clients soutirage	Champs, Définitions		
7) NERGIE_SDEC Energie	Consommations	Consommations par segment et par code NAF	Tous segments	IRIS
7.1 Conso segment	Consommations	Territoire, Code INSEE, Code Catégorie de Consommation, Secteurs d'activités, nb de PDM, Consommation en kWh	Tous segments	IRIS
7.2 Conso NAF	Consommations	Territoire, Code INSEE, Activités (NAF), nb de PDM, Consommation en kWh	NAF	IRIS
7.3 Correspondance NAF secteurs	Consommations	NAF rév. 2, 2008 (édition 2015), Libellé, Secteur d'activité au sens du décret du 18 juillet 2016	NAF	

Projet

Nom du fichier, nom de l'onglet, nom du tableau	Catégorie	Libellé	Segment / Unité	Maille
Fichier « consommation-electrique-par-secteur-dactivite-iris »	Consommations	Année Code IRIS / Nom IRIS / Type IRIS Code Commune / Nom Commune Code EPCI / Nom EPCI / Type EPCI Code Département / Nom Département Code Région / Nom Région CODE CATEGORIE CONSOMMATION CODE GRAND SECTEUR CODE SECTEUR NAF2 Nb sites Conso totale (MWh) / Conso moyenne (MWh) Part thermosensible (%) Conso totale usages thermosensibles (MWh) / usages non thermosensibles (MWh) / Thermosensibilité totale (kWh/DJU) Conso totale corrigée de l'aléa climatique usages thermosensibles (MWh) Conso moyenne usages thermosensibles (MWh) / usages non thermosensibles (MWh) / Thermosensibilité moyenne (kWh/DJU) Conso moyenne corrigée de l'aléa climatique usages thermosensibles (MWh) DJU à TR / DJU à TN Nombre d'habitants Taux de logements collectifs Taux de résidences principales Superficie des logements < 30 m² / 30 à 40 m² / 40 à 60 m² / 60 à 80 m² / 80 à 100 m² / > 100 m² Résidences principales avant 1919 / de 1919 à 1945 / de 1946 à 1970 / de 1971 à 1990 / de 1991 à 2005 / de 2006 à 2015 / après 2016 Taux de chauffage électrique Geo Shape / Geo Point	Tous segments et NAF	IRIS

Partie Travaux

Nota bene : les données de la partie travaux sont communiquées pour la plupart à la maille dite «code INSEE » c'est-à-dire communale. Pour les communes créées en application des articles L. 2113-1 et suivants du code général des collectivités territoriales, il s'agit des données à la maille des communes préexistantes à la création des communes nouvelles et non à la maille des communes nouvelles.

Objet	Information à transmettre (conformes requêtes nationales)	Nom du fichier à la date de la convention
Longueurs mises en concession dans l'année	Onglet BT et HTA : Code INSEE / Nom Commune Longueur aérien nu MES Longueur souterrain MES Longueur torsadé MES Longueur extension MES Longueur renouvellement MES Longueur renforcement MES Montant extension MES Montant renouvellement MES Montant renforcement MES	311 BT-HTA Longueurs MES
Dépenses d'investissement localisées selon structuration des investissements en application de l'article 21 de la loi NOME (art L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales)	Codes INSEE / Noms communes N° d'affaire / Libellé de l'affaire Etat du projet (Clôturé, Lancé) Pose HTA (longueur en m) Pose HTA souterrain / Pose HTA aérien nu / Pose HTA torsadé Pose BT (longueur en m) Pose BT souterrain / Pose BT aérien nu / Pose BT torsadé Montant en € investissement sur la concession Code finalité / Libellé finalité Rubrique NOME 1 / Rubrique NOME 2 / Rubrique NOME 3	CAPEX localisés
Dépenses d'investissement localisées synthèse	Par rubrique NOME : Dépenses ouvrages localisés liées aux PS	CRAC
Dépenses d'investissement non localisées selon structuration des investissements en application de l'article 21 de la loi NOME (art L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales)	Par rubrique NOME : Dépenses liées aux ouvrages non localisés : Dépenses liées aux branchements Dépenses liées aux comptages C1-C4 Dépenses liées aux comptages / autres Dépenses liées à Linky Dépenses liées aux modems C1-C4 Dépenses liées aux ouvrages localisés Dépenses liées aux transformateurs Dont dépenses liées aux postes sources	CAPEX ONL
Évaluation du potentiel d'efficacité énergétique	Rapport standard	Rapport d'évaluation du potentiel d'efficacité énergétique
Intégration des ouvrages BT et HTA dans l'environnement (longueurs mises en concession dans l'année)	Onglet L0315E_HTA : Code INSEE / Nom commune HTA en agglomération (zone 2) / hors agglomération (zone 3) / en zone protégée (zone 1) : aérien / souterrain / torsadé discret Onglet L0315E_BT : Code INSEE / Nom commune BT en agglomération (zone 2) / hors agglomération (zone 3) / en zone protégée (zone 1) : aérien / souterrain / torsadé discret	315 BT-HTA (Longueurs MES)

Projet

Partie Ouvrages

Nota bene : les données de la partie ouvrages sont communiquées pour la plupart à la maille dite «code INSEE » c'est-à-dire communale. Pour les communes créées en application des articles L. 2113-1 et suivants du code général des collectivités territoriales, il s'agit des données à la maille des communes préexistantes à la création des communes nouvelles et non à la maille des communes nouvelles
.

Objet	Information à communiquer	Nom du fichier à la date de la convention
Réseau BT âge métal section	Onglet données 1 (ETRES 12) : Nom commune / Code INSEE Année de pose / Métal / Section mm² BT Longueur totale (m) Longueur aérien nu (m) dont longueur aérien nu de faibles sections (m) Longueur aérien torsadé (m) dont longueur aérien torsadé façade (m) Longueur souterrain (m) Onglet données 2 : Code INSEE / Libelle INSEE Code GDO du poste HTA/BT / Nom du poste HTA/BT Longueur BT du poste HTA/BT Longueur BT souterraine du poste HTA/BT Dont typologie 1946 CU (%) Dont typologie 1946 AI (%) Dont typologie CPI CU (%) Dont typologie CPI AI (%) Dont typologie neutre périphérique (%) Dont synthétique (%)	CTL-OBT-001 AGE, METAL ET SECTION DU RESEAU BT PAR COMMUNE
Réseau BT par technologie	Libellé commune Code INSEE Nombre de poste HTA/BT (DP, MX, MP, BP) Nombre de départs BT Nombre de clients BT Longueur totale en m Longueur aérien nu total dont longueur aérien nu faible section (CU≤14 + Autre≤22) Longueur torsadé total dont longueur aérien torsadé façade dont longueur aérien torsadé torsadé non défini Longueur souterrain	CTL-OBT-002 RESEAU BT PAR COMMUNE

Objet	Information à communiquer	Nom du fichier à la date de la convention
Réseau HTA : âge métal section isolation	Onglet données 1 (longueur) : Libellé INSEE / Code INSEE Code GDO poste source / Nom du poste source Nom du départ HTA / Code GDO départ HTA Tension d'exploitation kV Longueur totale (m) Longueur réseau aérien nu, dont longueur réseau aérien nu de faible section, Longueur réseau aérien torsadé, Longueur réseau souterrain Onglet données 2 (ETRES 05) : Libellé INSEE / Code INSEE Code GDO du poste source / Nom du poste source Nom du départ HTA / Code GDO du départ HTA Année / Métal / Section / Isolation Tension d'exploitation kV Longueur totale (m) Longueur réseau aérien nu, dont longueur réseau aérien nu de faible section, Longueur réseau aérien torsadé, Longueur réseau souterrain dont longueur réseau souterrain en galerie Onglet codification : Code isolation HTA / Libellé isolation HTA / Code nature de métal HTA / Libellé nature de métal HTA	CTL-OHTA-004 AGE METAL SECTIONS ET ISOLATION DU RESEAU HTA
Réseau HTA : âge métal section isolation + information PDV	Code INSEE de la commune / Libelle INSEE Code GDO du poste source / Nom poste source Libellé court du départ HTA / Code GDO du départ HTA Année de construction / Code nature métal / Section Longueur (m) Dont longueur aérien nu Date de statut PDV Type de traitement PDV	CTL-OHTA-010 AGE METAL SECTIONS DU RESEAU HTA + INFO PDV
Poste HTA/BT de fonction DP, Mixte, DP-Prod et Mixte-Prod	Nom commune / Code INSEE Code GDO poste source / Nom du poste source Nom du départ HTA / Code GDO départ HTA Nom du poste HTA/BT / Code GDO poste HTA/BT Code fonction / Libellé de la fonction du poste / Type de poste Année de construction Nombre de clients BT du poste HTA/BT Nombre de clients HTA du poste HTA/BT	CTL-OHTA-006 POSTES HTA DP PAR ANNEE DE CONSTRUCTION
Transformateurs HTA/BT en poste et en exploitation	Onglet données : Code INSEE actuel / Libellé commune Code GDO poste HTA/BT / Nom du Poste HTA/BT / Type de local du TR Année de fabrication Tension primaire (kV) / Tension secondaire (V) Puissance assignée (kVA) Onglet CODIFICATION : code, libellé	CTL-OHTA-014 TRANSFORMATEURS HTA-BT EN SERVICE
Autotransformateurs HTA/HTA	Code INSEE actuel / Libellé Commune actuel Code GDO poste source / Nom du poste source Code GDO départ HTA / Nom du départ HTA Puissance transformation (MVA) Tension primaire (kV) Tension secondaire (kV)	CTL-OHTA-015 LISTE DES AUTO-TRANSFO HTA-HTA EN RESEAU

Projet

Objet	Information à communiquer	Nom du fichier à la date de la convention
Postes sources alimentant au moins un poste HTA (toutes fonctions confondues) de la concession, y compris les postes HTA/HTA décrits comme poste source.	Onglet données 1 (postes source – ETRES 02) : Code GDO poste source / Nom du poste source Code INSEE du poste source / Commune du poste source Poste source situé sur la concession (Oui/Non) Puissance installée du poste source (MVA) Onglet données 2 (transformateurs – ETRES 02 bis) : Code GDO poste source / Nom du poste source Code INSEE du poste source / Commune du poste source N° de transformateur Tension primaire HTB (kV) Tension secondaire HTA (kV) Puissance installée transformateur HTB/HTA (MVA)	CTL-OHTA-001 LISTE DES POSTES SOURCES ALIMENTANT LA CONCESSION
Départs HTA alimentant au moins un poste HTA (toutes fonctions confondues) de la concession, y compris les postes HTA/HTA décrits comme poste source.	Code GDO du poste source Nom du poste source / Code GDO départ HTA Nom du départ HTA "Desservant" la concession Chute de tension maximum par départ Puissance calculée TMB (kW) Longueur totale HTA (m) y compris hors concession Longueur aérien Longueur faible section HTA (m) Longueur souterrain Type de départ HTA (A, M, S)* Nombre d'OMT hors bouclage Nombre d'OMT de bouclage Nombre de postes HTA/BT Nombre d'usagers BT du départ HTA Nombre d'usagers HTA du départ HTA Nombre d'usagers du départ HTA *Type de départ HTA : A (95% aérien), S (95% souterrain), M (mixte)	CTL-OHTA-008 CARACTERISTIQUES DES DEPARTS HTA ALIMENTANTS V2
Départs HTA	Nombre de postes sources alimentant la concession Nombre de postes sources situés sur la concession Nombre total d'usagers alimentés par le réseau basse tension Nombre de départs alimentant la concession Dont nombre de départ HTA aériens Dont nombre de départ HTA mixtes Dont nombre de départ HTA souterrains Nombre de départs HTA de longueur supérieur à 100 km Nombre de départs HTA de longueur comprise entre 70 et 100 km Longueur du départ HTA le plus long (m) Nombre de départs HTA présentant une chute de tension comprise entre 5% et 7% Nombre de départs HTA présentant une chute de tension supérieure à 7% Longueur moyenne des départs HTA sur la concession (m) Longueur totale du réseau HTA sur la concession (31/12) dont HTA aériens (nu+torsadé) dont HTA aériens de faibles sections dont HTA souterrains Nombre de postes HTA/BT en service au 31/12 (DP, MX) Puissance installée en MVA Nombre de cabines hautes (DP, MX) Nombre de départs BT total Nombre de départs BT rural Longueur totale du réseau BT (m) au 31/12 dont BT aériens nus dont BT aériens nus de faibles sections dont BT torsadés dont BT souterrains	CTL-OHTABT-001 revu ELEMENTS RESEAU DE DISTRIBUTION

Objet	Information à communiquer	Nom du fichier à la date de la convention
Sites isolés	Code relais Code INSEE Code département / Libellé département Code postal livré / Commune livrée Année de mise en service Type de générateur (type de production) Puissance installée en Wc	Liste des sites isolés de la concession
Carte du réseau HTA	Carte des postes sources alimentant la concession et des départs HTA situés sur la concession	Fichier pdf ETRES 01

Projet

Partie Qualité de Fourniture

Nota bene : les données de la partie qualité de fourniture sont communiquées pour la plupart à la maille dite «code INSEE » c'est-à-dire communale. Pour les communes créées en application des articles L. 2113-1 et suivants du code général des collectivités territoriales, il s'agit des données à la maille des communes préexistantes à la création des communes nouvelles et non à la maille des communes nouvelles, sauf pour les fichiers « CTL-CF-017 CRITERE B PAR COMMUNE ABSORBANTE REF ACTUEL V2 » et « Critère B moyen HIX hors RTE » (maille des communes nouvelles).

Objet	Information à communiquer	Nom du fichier à date de la convention
Chute de tension par départ BT	Code INSEE / Libellé commune / Code FACE Code GDO poste source / Nom poste source Code GDO départ HTA / Nom du départ HTA Code GDO poste HTA/BT / Nom du poste / Fonction du poste / Type de local du poste HTA/BT Code GDO du dipôle source Puissance installée du transfo (en kVA) Coefficient d'utilisation (Charge) du transfo (%) Code GDO du départ BT / Nom du départ BT Longueur totale des tronçons (m) Part des tronçons aériens nus du départ BT (%) Part des tronçons aériens torsadés du départ BT (%) Longueur des tronçons FSA (faible section aérienne)* (m) Nb total de clients BT Nb de clients BT > 36 kVA (segment C4) Nb clients monophasés Puissance maximale (Pmax) transitée en tête de départ (kW) Nb de CMA (clients mal alimentés) Nombre de CBA (Clients bien alimentés) Coefficient I en tête de départ BT (%) Charge du tronçon le plus chargé hiver (%) Chute de tension (DU/U) max admissible (%) Chute de tension (DU/U) max transfo (%) Chute de tension max sur le départ (%) Chute de tension (DU/U) transformateur + ligne (%) Longueur des tronçons mal alimentés (m) Nombre de producteurs du départ *Les longueurs de Faible Section Aérienne sont les longueurs des tronçons BT de section < 15² Cuivre ou < 23² pour les autres métaux.	CTL-CTBT-003 CHUTE DE TENSION ET ALIMENTATION PAR TRANSFORMATEUR ET PAR DEPART BT
Chute de tension par poste HTA	Code INSEE actuel / Libellé commune actuel Code GDO poste source / Nom du poste source Code GDO départ HTA / Nom du départ HTA Code GDO poste HTA / Nom du poste HTA / Code type local / Libellé fonction poste Tension primaire HTA (tension d'exploitation) (kV) Chute de tension HTA (%) Puissance de coupe-circuit PCC Tri (en kW)	CTL-OHTA-007 CHUTE DE TENSION HTA PAR POSTE
DQ	Nb d'usagers desservis par Enedis Nb de clients raccordés au réseau BT mal alimentés en tenue de tension Nb de clients raccordés au réseau HTA mal alimentés en tenue de tension Nb total de postes HTA/BT présents sur le territoire de la concession Nb de postes au droit desquels la chute de tension HTA est > à 5% Nb de transformateurs des postes HTA/BT Nb de ces transformateurs dont la prise optimisée par l'outil GDO-SIG est la prise dite haute (à 5%) Nb de résidences INSEE Nb de résidence secondaires INSEE Nb de résidences secondaires Enedis Nb de réclamations avérées en tenue de tension non identifiées par l'outil GDO-SIG	Fichier DQ - tenue de tension et continuité d'alimentation Envoi au 30 avril

Objet	Information à communiquer	Nom du fichier à date de la convention
DQ	Volet tenue de la tension pour la concession et le département : nb de clients BT / nb de clients BT au-delà des seuils nb de clients HTA / nb de clients HTA au-delà des seuils % de clients au-delà des seuils Volet continuité de l'alimentation pour la concession et le département : nb de clients BT / nb de clients BT au-delà des seuils nb de clients HTA / nb de clients HTA au-delà des seuils % de clients au-delà des seuils	Fichier DQ- tenue de tension et continuité d'alimentation Envoi au 15 mai
DQ	Pourcentage de CMA de l'exercice considéré (Résultats CMA donnés par l'outil GDO-SIG) Chutes de tension HTA (% de postes HTA/BT du département au droit desquels la chute de tension HTA > 5%) Prises des transformateurs HTA/BT (% de transformateurs HTA/BT du département avec une prise optimisée à 5% dans le modèle de calcul) Résidences secondaires (RS) (Nombre RS INSEE / Nombre total Résidences INSEE) x (Nombre RS INSEE - Nombre RS SIG) / 1000 Réclamations (Nombre de réclamations avérées en tenue de tension non identifiées par l'outil GDO-SIG (dans le département, pour 1000 clients) Total des points pondérés du département → Indice local Rang / Nombre de départements classés	Fichier DQ - tenue de tension et continuité d'alimentation – Rang DQ Envoi au 30 Juin
DQ	Onglet DQ continuité de fourniture : Nb de clients BT et HTA en dépassement Nb de communes concernées Nb de clients BT et HTA au-dessus des seuils de CB Nb de communes concernées Nb de clients BT et HTA au-dessus des seuils de CL Nb de communes concernées Nb de clients BT et HTA au-dessus des seuils en durée cumulée Nb de communes concernées Onglet DQ continuité de fourniture détail : Nombre de clients BT au-delà des seuils nb CL Nombre de clients BT au-delà des seuils durée CL Nombre de clients BT au-delà des seuils nb CB Nombre de clients HTA au-delà des seuils nb CL Nombre de clients HTA au-delà des seuils durée CL Nombre de clients HTA au-delà des seuils nb CB Onglet DQ tenue de tension : Nb de clients BT mal alimentés Urbain / Rural Nb de départ BT mal alimentés Urbain / Rural	Fichier DQ NOME - continuité d'alimentation et tenue de tension
Continuité d'alimentation	Nb de clients BT coupés par nombre d'incidents Nb de clients BT coupés par plage de durée cumulée d'incidents Nombre de clients BT ayant subi + de 6 coupures longues Nombre de clients BT ayant subi + de 3h de coupures cumulées Origine : Incidents HTA, Amont et BT / Incidents HTA et Amont / Incidents HTA / Incidents BT	CTL-CF-001-1 HISTOGRAMMES DUREE ET NOMBRE INCIDENTS HIX CLIENTS BT
Continuité d'alimentation	Nb de clients BT coupés par nombre d'incidents Nb de clients BT coupés par plage de durée cumulée d'incidents Nombre de clients BT ayant subi + de 6 coupures longues Nombre de clients BT ayant subi + de 3h de coupures cumulées Origine : Incidents HTA, Amont et BT / Incidents HTA et Amont / Incidents HTA / Incidents BT	CTL-CF-001-2 HISTOGRAMMES DUREE ET NOMBRE INCIDENTS TCC CLIENTS BT

Objet	Information à communiquer	Nom du fichier à date de la convention
Continuité d'alimentation	Nb de clients BT coupés par nombre d'incidents + travaux (interruptions) Nb de clients BT coupés par plage de durée cumulée d'incidents + travaux (interruptions) Nombre de clients BT ayant subi + de 6 coupures longues Nombre de clients BT ayant subi + de 3h de coupures cumulées Origine : Interruptions HTA, Amont et BT / Interruptions HTA et Amont / Interruptions HTA / Interruptions BT	CTL-CF-001-3 HISTOGRAMMES DUREE ET NOMBRE INTERRUPTIONS HIX CLIENTS BT
Continuité d'alimentation	Nb de clients BT coupés par nombre d'incidents + travaux (interruptions) Nb de clients BT coupés par plage de durée cumulée d'incidents + travaux (interruptions) Nombre de clients BT ayant subi + de 6 coupures longues Nombre de clients BT ayant subi + de 3h de coupures cumulées Origine : Interruptions HTA, Amont et BT / Interruptions HTA et Amont / Interruptions HTA / Interruptions BT	CTL-CF-001-4 HISTOGRAMMES DUREE ET NOMBRE INTERRUPTIONS TCC CLIENTS BT
Continuité d'alimentation	Nb de clients BT coupés par nombre d'interruptions travaux Nb de clients BT coupés par plage de durée cumulée d'interruptions travaux Origine : Travaux HTA, Amont et BT / Travaux HTA et Amont / Travaux HTA / Travaux BT	CTL-CF-001-5 HISTOGRAMMES DUREE ET NOMBRE TRAVAUX CLIENTS BT
Continuité d'alimentation	Nombre d'usagers BT pris en compte dans le calcul de la durée moyenne de coupure **Durée moyenne de coupure basse tension par usager (critère B TCC) :** dont incident RTE (critère Binc RTE) / i dont ncident PS (critère Binc PS) / dont incident HTA (critère Binc HTA) / dont incident BT (critère Binc BT) dont travaux RTE (critère Btvx RTE) / dont travaux PS (critère Btvx PS) / dont travaux HTA (critère Btvx HTA) / dont travaux BT (critère Btvx BT) dont travaux HTA +BT relatifs au programme « PCB » dont travaux HTA+BT relatifs à des opérations d'élagage Critère B Climatique **Durée moyenne de coupure basse tension par usager hors évènements exceptionnels (critère B HIX) :** dont incident RTE (critère Binc RTE) / dont incident PS (critère Binc PS) / dont incident HTA (critère Binc HTA) / dont incident BT (critère Binc BT) dont travaux RTE (critère Btvx RTE) / dont travaux PS (critère Btvx PS) / dont travaux HTA (critère Btvx HTA) / dont travaux BT (critère Btvx BT) dont travaux HTA +BT relatifs au programme « PCB » dont travaux HTA+BT relatifs à des opérations d'élagage Critère B Climatique **Durée moyenne de réalimentation des clients BT coupés sur incident HTA hors évènements exceptionnels (critère D)** Durée max travaux HTA / Durée max travaux BT Nb clients BT coupés > 5 heures sur incidents Nombre d'usagers coupés plus de 3 heures (incidents) : dont réseau HTA / dont réseau BT Nombre d'usagers coupés plus de 3 heures (travaux) : dont réseau HTA / dont réseau BT Nombre d'usagers coupés plus de 3 heures (travaux+ incident) : dont réseau HTB / dont postes sources / dont réseau HTA / dont réseau BT	CTL-CF-005 SYNTHESE DES ELEMENTS CONTINUITE DE FOURNITURE – onglet données 1

Objet	Information à communiquer	Nom du fichier à date de la convention
Continuité d'alimentation	**Nombre moyen perçu par usager de la concession (fréquence) de :** **Coupures longues totale / travaux / incidents :** dont coupures réseau HTB / dont coupures postes sources / dont coupures réseau HTA/ dont coupures réseau BT **Coupures brèves :** dont Transport/ dont Distribution **Coupures très brèves :** dont Transport/ dont Distribution **Nombre total de coupures :** **longues** (CL) Travaux / Incidents / Total sur : Le réseau HTB / Les postes sources / Le réseau HTA / Le réseau BT **brèves** (CB) sur : Le réseau HTB / Le réseau HTA **très brèves** (CTB) sur : Le réseau HTB / Le réseau HTA **Nombre d'usagers impactés par :** **plus de 6 coupures longues** : Travaux / Incidents / Total sur : Le réseau HTB / Les postes sources / Le réseau HTA / Le réseau BT **plus de 30 coupures brèves** : Le réseau HTB / Le réseau HTA **plus de 70 coupures très brèves** : Le réseau HTB / Le réseau HTA	CTL-CF-005 SYNTHESE DES ELEMENTS CONTINUITE DE FOURNITURE – onglet données 2
Continuité d'alimentation	Puissance souscrite pris en compte dans le calcul de la durée moyenne de coupure (kW) **Durée moyenne d'interruption pondérée par la puissance souscrite (critère M TCC) :** dont incident RTE (critère Minc RTE) / dont incident PS (critère Minc PS) / dont incident HTA (critère Minc HTA) / dont travaux HTA (critère Mtvx HTA) **Durée moyenne d'interruption pondérée par la puissance souscrite hors évènements exceptionnels (critère M HIX) :** dont incident RTE (critère Minc RTE) / dont incident PS (critère Minc PS) / dont incident HTA (critère Minc HTA) / dont travaux HTA (critère Mtvx HTA) Critère M climatique Nombre de clients HTA **Nombre moyen de coupures longues perçues par usager HTA de la concession (Fréquence CL TCC) :** Dont coupures d'origine RTE / Dont coupures d'origine PS / Dont coupures d'origine HTA Fréquence coupures longues incident : Dont incidents d'origine RTE / Dont incidents d'origine PS / Dont incidents d'origine HTA Fréquence coupures longues travaux : Dont travaux d'origine RTE / Dont travaux d'origine PS / Dont travaux d'origine HTA **Nombre moyen de coupures longues perçues par usager HTA de la concession hors évènements exceptionnels (Fréquence CL HIX) :** Dont coupures d'origine RTE / Dont coupures d'origine PS / Dont coupures d'origine HTA Fréquence coupures longues incident : Dont incidents d'origine RTE / Dont incidents d'origine PS /Dont incidents d'origine HTA Fréquence coupures longues travaux : Dont travaux d'origine RTE /Dont travaux d'origine PS /Dont travaux d'origine HTA **Nombre moyen de coupures brèves perçues par usager HTA de la concession (Fréquence CB) :** Dont coupures brèves d'origine RTE / Dont coupures brèves d'origine HTA **Nombre moyen de coupures très brèves perçues par usager HTA de la concession (Fréquence CTB)** : Dont coupures très brèves d'origine RTE / Dont coupures très brèves d'origine HTA	CTL-CF-005 SYNTHESE DES ELEMENTS CONTINUITE DE FOURNITURE – onglet données 3

Projet

Objet	Information à communiquer	Nom du fichier à date de la convention
Continuité d'alimentation	Code GDO du poste source Nom du poste source Code GDO départ HTA Nom du départ HTA Nb d'incidents réseau HTA : CTB / CB / CL INC HTA / CL TRX HTA Nb de coupures postes source : CL INC PS / CL TVX PS Nb de coupures RTE : CTB / CB / CL INC PT / CL TVX PT	CTL-CF-006_NOMBRE DE CL, CB, CTB PAR DEPARTS HTA
Continuité d'alimentation	Exceptionnel (O/N) Nature incident Nom du poste source / Code GDO poste source Libellé court départ / Code GDO du départ HTA Origine Date / Heure / Durée max (min) NiTi total (en min) Nombre total de clients coupés Nombre total de clients BT ≤ à 36 kVA coupés (C5) Nombre total de clients BT > à 36 kVA coupés (C4) Nombre total de clients HTA coupés (C1-C2-C3) PSTITOT (en kW/min) Siège Cause Climatique ? (O/N) NiTi total de la CONCESSION Nombre de clients coupés BT sur la concession Code GDO : du nœud encadrant 1 / du nœud encadrant 2	CTL-CF-007 INTERRUPTIONS LONGUES HTA ET AMONT – onglet données 1 : interruptions longues HTA
Continuité d'alimentation	Exceptionnel (O/N) Nature incident Nom du poste source / Code GDO poste source Libellé court départ / Code GDO du départ HTA Origine Date / Heure / Durée maximale (min) NiTi total (en min) Nombre total de clients coupés Nombre total de clients BT ≤ à 36 kVA coupés (C5) Nombre total de clients BT > à 36 kVA coupés (C4) Nombre total de clients HTA coupés (C1-C2-C3) PSTI total (en kW/min) Siège Cause Climatique ? (O/N) NiTi total de la CONCESSION Nombre de clients coupés BT sur la concession Code GDO : du nœud encadrant 1 / du nœud encadrant 2	CTL-CF-007 INTERRUPTIONS LONGUES HTA ET AMONT – onglet données 2 : interruptions longues en amont du réseau HTA
Continuité d'alimentation	Interruption : Nature (incident / travaux) / Exceptionnel (oui / non) / Date / Heure / Durée (min) Commune ; Code INSEE / Nom Poste HTA alimentant : Code GDO / Nom Détails : Siège de l'interruption / Cause de l'interruption / Climatique ? (oui / non) Clientèle : Nb total de clients coupés / Nb total de clients BT ≤ à 36 kVA coupés (C5) / Nb total client BT > à 36 kVA coupés (C4) / NiTi total (en min)	CTL-CF-008 INTERRUPTIONS LONGUES BT
Continuité d'alimentation	Code INSEE / Nom de la Commune Code GDO du poste HTA/BT / Nom du poste HTA/BT Nombre total de clients coupés Durée totale de l'interruption (min) Cause de l'interruption / Siège de l'interruption Date de l'interruption / Heure de l'interruption NiTi total (min)	CTL-CF-009 INTERRUPTIONS LONGUES BRANCHEMENT BT

Objet	Information à communiquer	Nom du fichier à date de la convention
Continuité d'alimentation	Onglet ETINC 18b : Exceptionnel (Oui/Non) Nature de l'interruption Code INSEE / Nom de la commune Code GDO poste source / Nom du poste source Code GDO Départ HTA / Nom du départ HTA Code origine de l'interruption Code GDO du poste HTA / Nom du poste HTA/BT Fonction du poste Date début interruption / Heure / Durée Siège de l'interruption / Cause de l'interruption Climatique ? Nombre de clients BT inf. 36 kVA coupés du poste HTA Nombre de clients BT sup. 36 kVA coupés du poste HTA Nombre de clients HTA coupés du poste HTA Nombre total de clients coupés du poste HTA Niti clients BT du poste HTA (min) Niti clients BT de l'interruption longue (min) Nombre de clients BT coupés du poste HTA	CTL-CF-012 INTERRUPTIONS HTA et AMONT vue du poste HTA/BT
Continuité d'alimentation	Code INSEE / Libellé Commune Code GDO poste HTA/BT / Nom du poste HTA/BT Nb de coupures réseau HTA : CTB / CB / CL INC HTA / CL TRX HTA Nb de coupures postes source : CL INC PS / CL TRX PS Nb de coupures réseau transport : CTB / CB / CL INC PT / CL TRX PT Nombre d'usagers rattachés au poste HTA en fin de période : BT ≤ 36 kVA / BT > 36 kVA / HTA	CTL-CF-015_NOMBRE DE CL, CB, CTB PAR POSTES HTA
Continuité d'alimentation	Code département / Libellé département Code INSEE / Libelle commune Code Relais Code INSEE absorbant / Libellé commune absorbante Nb de clients BT au niveau de la commune absorbante Critère B Total TCC / B RTE / B Inc PS / B Inc HTA / Tvx HTA / B Inc BT / B Tvx BT Dont critère B climatique Dont critère B incidents exceptionnels B Total HIX / Critère B HIX Hors RTE Exercice	CTL-CF-017 CRITERE B PAR COMMUNE ABSORBANTE REF ACTUEL V2
Continuité d'alimentation	INSEE Libellé commune Temps de coupure par plage de 10 min 20xx/20xx	Critère B moyen HIX hors RTE
Élagage BT et HTA	À proximité du réseau HTA / À proximité du réseau BT : Longueur en km Montant en k€	CRAC

Projet

Objet	Information à communiquer	Nom du fichier à date de la convention
Mesures de terre	**Contrôle des mises à la terre de : Interrupteurs - Terres des masses / Armoires - Terres des masses / Postes HTA / BT - Terres des masses :** Nombre d'ouvrages équipés de terre Nombre de terres non renseignées Nombre de terres n'ayant pas été mesurées depuis 10 ans ou plus Nombre de terres avec valeur > 30 Ohms / > 100 Ohms **Contrôle des mises à la terre de : Postes HTA / BT - Terres du neutre :** Nombre d'ouvrages équipés de terre Nombre de terres non renseignées Nombre de terres n'ayant pas été mesurées depuis 10 ans ou plus Nombre de terres avec valeur > 15 Ohms / > 30 Ohms **Indépendance des terres : Coefficient de couplage des terres :** Nombre d'ouvrages équipés de terre concernés par le couplage Nombre de terres non renseignées Nombre de coefficients de couplage des terres n'ayant pas été calculé depuis 10 ans ou plus Nombre de coefficients de couplage > 15%	Fichier des mises à la terre (MALT)
CTO	Rapport de contrôle CTO	rapport CTO

Projet

<u>Partie Comptable</u>

Nota bene : les données de la partie comptable sont communiquées pour la plupart à la maille dite «code INSEE » c'est-à-dire communale. Pour les communes créées en application des articles L. 2113-1 et suivants du code général des collectivités territoriales, il s'agit des données à la maille des communes préexistantes à la création des communes nouvelles et non à la maille des communes nouvelles.

Objet	Information à communiquer	Nom du fichier à date de la convention
ETI	Code ETI / Libellé ETI Type d'amortissement Durée d'amortissement	Référentiel ETI
Inventaire patrimonial	Période d'analyse Code Concession / Libellé Concession Numéro d'immobilisation principal Numéro d'immobilisation secondaire Libellé / Identifiant technique Reprise Loi Elan Nature / Libellé / Catégorie d'ouvrages / Sous-catégorie Commune / Libellé Commune Année de mise en service / Date de mise en service Année de fin d'amortissement Date d'entrée en concession Valeur brute (VB) Amortissements cumulés (industriels) Valeur nette comptable (VNC) Quantité / Unité de quantité Valeur de remplacement théorique Provision renouvellement (PR) Financement Concédant (VB) Financement Concessionnaire (VB) Ecarts de réévaluation (1959 / 1976) Total Valeur Brute Financement Concédant (Amort) Financement Concessionnaire (Amort) VNC VNC Financement Concessionnaire (Créance non amortie) Amortissement Financement concédant	Etat d'inventaire
Inventaire ouvrages collectifs de branchement (OCB)	Code INSEE Identifiant Type_de_colonne Nb de niveaux DATE_MEO Nombre PRM	Inventaire OCB

Objet	Information à communiquer	Nom du fichier à date de la convention
Inventaire postes source	<u>Onglet n°1 :</u> Code INSEE Commune Code poste source Nom poste source Adresse du poste source Année de mise en service <u>Onglet n°2 :</u> Code relais du poste source Code poste source Nom du poste source Code INSEE alimenté par le poste source Commune alimentée par le poste source <u>Onglet n°3 :</u> Code relais du poste source Code INSEE du poste source Commune du poste source Code poste source Puissance nominale (MVA) U Primaire (kV) U Secondaire (kV) Année fabrication	Arrêté inventaire poste source

Objet	Information à communiquer	Nom du fichier à date de la convention
Mouvements comptables	Onglet 23xx hors Linky : Exercice comptable Code commune / Libellé commune Ordre de présentation Regroupement contrôle Numéro principal d'Immobilisation Numéro subsidiaire d'Immobilisation Code ETI / Libellé ETI Code MOA Mois de MES fiche Année de MES fiche Bien d'occasion Clé de répartition Quantité Valeur brute (Mvt) Financement Enedis (Mvt) Apports externes (Mvts) Onglet 23xx Linky : Exercice comptable Code commune / Libellé commune Ordre de présentation Regroupement contrôle Code ETI / Libellé ETI Code MOA Mois de MES Fiche Année de MES fiche Bien d'occasion Clé de répartition Quantité Valeur brute (Mvt) Financement Enedis (Mvt) Apports externes (Mvts) Onglet Retraits et transferts Hors Linky : Exercice comptable Type de mouvement (CRAC) Code commune / Libellé commune Ordre de présentation Regroupement contrôle Numéro principal d'Immobilisation Numéro subsidiaire d'Immobilisation Code ETI / Libellé ETI Année de MES fiche Bien d'occasion Clé de répartition Quantité Valeur brute (Mvt) Onglet Retraits et transferts Hors Linky : Exercice comptable Type de mouvement (CRAC) Code Commune Libellé Commune Ordre de présentation Regroupement contrôle Code ETI / Libellé ETI Année de MES fiche Bien d'occasion Clé de répartition Quantité Valeur brute (Mvt)	Rapport CRAC Etats de contrôles
Rapport de fiabilité	Rapport exposant les mesures prises pour améliorer la fiabilité de l'inventaire et leur effet au périmètre de la concession.	Rapport de fiabilité année N

Projet

Objet	Information à communiquer	Nom du fichier à date de la convention
PDV	N° Affaire Code Commune Quantité (Stock) Montant du chantier immobilisé en tant que PDV PR et DE réaffectés en financement concédant PR reprise au résultat	Détail affaire PDV année N
Valorisation des remises gratuites	Communes Code ETI Libellé N° projet ENEDIS Val. / dev. état	Etat VRG année N
Coefficients de revalorisation – Provisions pour renouvellement	Type 2021	Coefficients de revalorisation année N
Variation PR (provisions pour renouvellement) et DE (Droits en espèces)	Variation PR : Mouvements de dotation, d'affectation, de reprise en k€ Canalisation HTA dont aérien dont souterrain Canalisations BT dont aérien dont souterrain Postes HTA/BT Transformateurs HTA/BT Comptages Ouvrages de branchement Autres biens localisés Comptage non localisé Ouvrages de branchement non localisés Autres biens non localisés Total Variation DE : Mouvements de dotation, d'affectation, de reprise en k€ Canalisation HTA dont aérien dont souterrain Canalisations BT dont aérien dont souterrain Postes HTA/BT Transformateurs HTA/BT Comptages Ouvrages de branchement Autres biens localisés Comptage non localisé Ouvrages de branchement non localisés Autres biens non localisés Total	Variation PR et DE année N

ANNEXE 2 : Liste des données à transmettre à l'Autorité concédant au 1er Juillet

Nota bene : les données de l'annexe 2 sont communiquées pour la plupart à la maille dite «code INSEE » c'est-à-dire communale. Pour les communes créées en application des articles L. 2113-1 et suivants du code général des collectivités territoriales, il s'agit des données à la maille des communes préexistantes à la création des communes nouvelles et non à la maille des communes nouvelles.

Thématique	Objet	Informations à communiquer	Nom du fichier à date de la convention
Clientèle	Raccordements des consommateurs et des producteurs	Onglet « BT Inf36 ss Adapt Réseau » : Code INSEE de la commune des travaux Commune des travaux Nombre de raccordements collectif neufs (≤ 36 kVA) sans adaptation réseau Nombre de raccordements individuels neufs en soutirage Nombre de raccordements individuels neufs en injection Nombre de raccordements individuels neufs en soutirage et injection Onglet « BTSup36, HTA, BT Adapt Réseau » : INSEE Commune des travaux Nombre de raccordement BT compris entre 36 et 250 kVA Raccordements BT individuels et collectifs avec adaptation de réseau Nombre de raccordements HTA Injection HTA Injection BT inférieure à 36 kVA Injection BT supérieure à 36 kVA	Fichier 313 - raccordements
Clientèle	Réclamation	Code relais Nom de la concession Libellé DR Numéro affaire Code INSEE Code Segment ORIGINE DE LA DEMANDE Libellé nature demande Libellé type demande Libellé sous type demande Libellé motif demande Instance Date réception Date fin de traitement	Liste Réclamations V2
Clientèle	RCG	Nombre par causes de sinistres Montant total indemnisé	Fichier RCG
Travaux	Poteaux résinés	Nombre de poteaux résinés sur la concession	Fichier poteaux résinés
Ouvrages	Postes HTA/BT contenant au moins un transformateur avec un taux de PCB ≥ 50 ppm	Onglet « Bilan_N » : Transformateurs pollués traités en année N Transformateurs pollués restant sur la concession au 31/12/N Dont transformateurs en cabines non conformes (sans bac, ni fosse) Dont transformateurs H61 et transformateurs en cabines conformes Onglet « Liste_PCB » : N° du poste HTA/BT DP Commune	PCB_SDEC14

Projet

Ouvrages	OMT	Nb de points automatisés (IAT/IPT/Armoires télécommandées) Nb d'interrupteurs télécommandés sur réseau souterrain (OMT) Nb d'interrupteur sur réseau aérien ou mixte télécommandé (A ou M) IACM	Fichier suivi local OMT
Qualité de fourniture	PDV	Date AMEO INSEE commune Poste source Départ HTA Coût du chantier imputé en N Longueur traité PDV (travaux) en m	Liste des affaires PDV
Qualité de fourniture	Élagage BT et HTA	Aux abords des réseaux HTA et des réseaux BT : Longueur d'arbres et de haies élaguées (en km) Nombre de départs élagués Visite de lignes (en km) Montant (en k€) élagage / dont abattage	Fichier élagage

Projet

CONVENTION POUR UN RÉFÉRENTIEL COMMUN
TERME I

Entre les soussignés :

- **Syndicat Départemental d'Energies du Calvados usuellement** dénommé SDEC ENERGIE 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 la Présidente **Madame Catherine GOURNEY-LECONTE** dûment habilitée à cet effet par délibération du comité syndical du 15 décembre 2022 domicilié Esplanade Brillaud de Laujardière, ZAC de la Folie Couvrechef, Porte de l'Europe, CS 75046-140077 Caen Cedex 5,

désigné(e) ci-après « **l'Autorité concédante** », d'une part,

et, d'autre part,

- **Enedis**, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles 92079 Paris La Défense, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par **Monsieur Jean Olivier MARTIN**, Directeur Régional Enedis, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 1er avril 2021 par Mme la Présidente et les membres du Directoire d'Enedis, faisant élection de domicile au 9, Place de la Pucelle, 76024 Rouen Cedex,

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

et ensemble « **les Parties** ».

Il a été exposé et convenu ce qui suit.

Exposé des motifs

Les parties ont conclu, le 29 juin 2018, une convention de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs règlementés de vente.

Au titre de cette convention, l'Autorité concédante a concédé, dans les conditions prévues par le code général des collectivités territoriales et par le code de l'énergie, au Concessionnaire, la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, sans préjudice de l'exercice de la maîtrise d'ouvrage par l'Autorité concédante, aux conditions du cahier des charges annexé à ladite convention.

L'article 2.3.1 de l'annexe 1 dudit cahier des charges précise qu'au titre des années qui suivent les années 2018 et 2019, les investissements éligibles au titre du terme I de la part de la redevance dite "d'investissement » R2 seront les investissements tels que définis par cet article, si les deux conditions suivantes sont remplies :

- conclusion d'un accord national tel que prévu à l'article 3 de l'accord-cadre signé le 21 décembre 2017 entre la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis.
- conclusion d'un accord local visant à déterminer un référentiel des dépenses éligibles au terme I, en cohérence avec l'accord national.

Le 28 juin 2019, la FNCCR (Fédération nationale des collectivités concédantes et régies), l'association France Urbaine et ENEDIS ont conclu l'accord-cadre précisant les conditions d'éligibilité des dépenses d'investissement au terme I de la part R 2 de la redevance de concession ci-après annexé (Annexe 1).

Les parties ont conclu trois accords successifs d'une durée d'un an dont le dernier arrive son terme le 31 décembre 2022.

La présente convention a pour objet de reconduire cet accord pour une durée plus longue.

ARTICLE 1 – OBJET

L'Autorité concédante et le Concessionnaire ont souhaité optimiser l'instruction annuelle de la part R2 dite « d'investissement » de la redevance de concession.

Dans ce cadre, la présente convention définit :

1. un référentiel commun précisant les critères d'éligibilité de certaines dépenses d'investissement réalisées par l'Autorité concédante ou par ses communes ou groupements de communes membres, au terme I de la part R2 de la redevance de concession,
2. le formalisme du processus de vérification des données.

ARTICLE 2 – CRITÈRES D'ÉLIGIBILITÉ

2.1 Maître d'ouvrage des travaux

Entrent dans le périmètre du terme I de la part R2 de la redevance de concession, les dépenses d'investissement mandatées au cours de l'année pénultième par l'Autorité concédante ou par ses communes ou groupements de communes membres, 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.

Projet

2.2 Investissements éligibles au terme I

Les investissements éligibles au terme I sont :

- les diagnostics et études préalables ayant effectivement conduit à la réalisation des investissements mentionnés ci-dessous.
- Les investissements suivants dans les conditions fixées à l'article 2.3 :
  - les systèmes intelligents de pilotage de l'éclairage public,
  - les investissements visant à remplacer certains luminaires existants par des luminaires à basse consommation,
  - les investissements sur les réseaux d'éclairage public rendus nécessaires par l'intégration dans l'environnement de conducteurs aériens du réseau de distribution sur appuis communs,
  - les dispositifs de pilotage des infrastructures de recharge de véhicules électriques,
  - les dispositifs de stockage d'énergie.

2.3 Nature détaillée des investissements éligibles

A. Les systèmes intelligents de pilotage de l'éclairage public

Sont qualifiés de systèmes intelligents de pilotage de l'éclairage public les dispositifs nouveaux de gestion de l'éclairage public, installés pour rendre plus performantes les installations existantes et permettant de réduire la puissance appelée à la pointe[1] :

- dispositifs utilisant des détecteurs de présence,
- dispositifs de programmation ou télégestion de l'intensité lumineuse point par point ou au niveau de l'armoire de commande,
- dispositifs avec variateurs de tension à déclenchement automatique en situation de baisse de tension en-deçà d'un seuil défini entre les Parties.

Les dépenses d'investissement relatives aux systèmes intelligents de pilotage de l'éclairage public sont éligibles au terme I de la part R2 de la redevance de concession même si le gain de puissance appelée à la pointe est inférieur à 50% de la puissance maximale appelée avant l'installation dudit système.

B. Les luminaires à basse consommation

Les investissements visant à remplacer les luminaires existants par des luminaires à basse consommation sont éligibles au terme I dès lors qu'ils permettent de réduire d'au moins 50% la puissance maximale appelée[2] en régime établi par les installations d'éclairage public faisant l'objet des travaux.

La réduction de 50% de la puissance maximale appelée doit être appréciée dans la zone éclairée par les luminaires faisant l'objet des travaux.

L'Autorité concédante fournira, à la demande d'Enedis, les éléments techniques permettant de comparer la puissance installée avant les travaux et après.

Lors du remplacement d'un luminaire d'ancienne technologie (lampe à sodium haute pression, à iodures métalliques ou ballon fluorescent) par un luminaire à LED, le gain de 50% de la puissance installée sera réputé acquis.

[1] La puissance appelée à la pointe recouvre la puissance (P) maximum observée lorsque la consommation des luminaires de l'installation concernée par la mise en place du nouveau dispositif de pilotage est maximale. Cette P max est à considérer en moyenne sur 10 min (il ne s'agit pas du pic puissance transitoire à l'allumage).

[2] La puissance maximale appelée est calculée au titre de la source plus appareillage.

Les dépenses prises en compte comprennent la source lumineuse, l'appareillage et l'optique associés et le cas échéant, les travaux fatals relatifs à la mise en place de ces luminaires. Celles relatives au génie civil, aux conducteurs et aux mâts ne contribuent pas par elles-mêmes à différer ou éviter le renforcement du réseau.

Dès lors que le réseau d'éclairage public, les conducteurs ou les mâts préexistants ne sont pas techniquement en mesure (du fait de leur emplacement, de leur dimensionnement, de leur obsolescence ou de leur vétusté[3]) de supporter l'installation de luminaires à basse consommation, les travaux de génie civil, de conducteurs et de mâts rendus nécessaires par cette installation constituent des travaux fatals. Les dépenses afférentes sont éligibles au terme I de la redevance.

Par extension, les investissements réalisés sous maîtrise d'ouvrage publique pour l'éclairage public de voies privées ouvertes à la circulation publique sont éligibles au terme I.

C. Les investissements sur les réseaux d'éclairage public rendus nécessaires par l'intégration dans l'environnement des conducteurs aériens sur des appuis communs

Sont éligibles au terme I les investissements sur les réseaux d'éclairage public rendus nécessaires par la mise en souterrain de conducteurs aériens, mis en place sur poteaux, non électriquement (neutre commun) ou non physiquement[4] séparés du réseau d'éclairage public situés sur les mêmes supports dans le cadre de travaux réalisés en application de l'article 8 du cahier des charges.

Les investissements à réaliser sur les réseaux d'éclairage public qui sont à construire dans le cadre de ces opérations et qui sont éligibles au terme I (sans préjudice des dispositions du B. ci-dessus) sont les suivants :

- les travaux de tranchées (par défaut sur-largeur ou tranchée unique rendue nécessaire),
- la fourniture et les travaux de pose de fourreaux et de câble,
- les mâts d'éclairage public,
- le raccordement du réseau d'éclairage public au réseau public de distribution.

D. Les dispositifs de pilotage des infrastructures de recharge de véhicules électriques

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 éligibles au terme I sont :

- les dispositifs permettant de tenir compte de signaux tarifaires qui incitent à effacer l'installation à la pointe, et de tous autres signaux transmis par le GRD au sens de l'arrêté du 19 juillet 2018 relatif aux dispositifs permettant de piloter la recharge des véhicules électriques.

Les capacités de stockage et l'intelligence associée présentes dans des infrastructures de recharge de véhicules électriques relèvent du paragraphe E. ci-dessous.

Un dispositif de pilotage doit s'entendre comme un système permettant, en fonction de signaux reçus, de donner des ordres au sein de l'infrastructure de recharge de véhicules électriques, y compris le cas échéant au dispositif de stockage associé.

[3] La vétusté est l'état de détérioration produit par le temps.
L'obsolescence est le fait pour un produit d'être dépassé, et donc de perdre une partie de sa valeur d'usage en raison de la seule évolution technique (on parle alors d'« obsolescence technique »), même s'il est en parfait état de fonctionnement.
4 Définition selon norme NFC 17-200 « Installations d'éclairage extérieur ».

Projet

E. Les dispositifs de stockage d'énergie

Les dispositifs de stockage d'énergie sont éligibles au terme I dès lors qu'ils répondent aux conditions cumulatives suivantes :

- une partie de la puissance est réservée au distributeur,
- un intérêt technico-économique pour le réseau public de distribution concédé a été démontré.

Cet intérêt technico-économique s'apprécie en tenant compte des investissements et des charges d'exploitation associées à la solution alternative proposée. L'Autorité concédante et Enedis partagent les données nécessaires à cette appréciation : l'Autorité concédante pour ce qui concerne les coûts et charges d'exploitation du dispositif de stockage, Enedis pour ce qui concerne l'avantage économique induit en matière d'investissement et d'exploitation du réseau public concédé.

La part de l'investissement éligible au terme I sera appréciée au cas par cas dans un cadre expérimental en vue de définir des règles pérennes.

2.4 Référencement de la dépense dans l'état détaillé

L'état détaillé par affaire comprenant les éléments de calcul et les pièces justificatives prévues aux articles 2.3.1 et 2.6 de l'annexe 1 du cahier des charges précise :

- la collectivité maître d'ouvrage,
- la situation des travaux (Collectivité, adresse, voie concernée, etc.),
- la destination de l'ouvrage (par exemple, passage piétonnier, piste cyclable, etc....),
- le montant des travaux réalisés,
- leur nature (catégorie de travaux, liste des matériels installés),
- le numéro et la date d'émission de chaque mandat afférent aux travaux considérés,
- le montant des éventuels financements de tiers (aides, participations, contributions).

ARTICLE 3 – PROCÉDURE DE VÉRIFICATION DES DONNÉES

Il sera procédé à un contrôle par Enedis sur un échantillon de cinquante opérations sélectionnées par Enedis parmi la liste des opérations déclarées par l'Autorité concédante au titre de l'année considérée.

Cet échantillon sera composé de dix-huit opérations d'effacement sous maitrise d'ouvrage du SDEC ENERGIE, de vingt autres opérations sous maitrise d'ouvrage du SDEC ENERGIE et de douze opérations sous maitrise d'ouvrage d'autres collectivités.

La totalité de l'assiette présentée sera validée si la conformité de l'échantillon au référentiel est supérieure, en montant, à quatre-vingt-dix pourcent.

En cas de non-conformité, le contrôle s'exercera sur la totalité des opérations déclarées.

ARTICLE 4 – CALENDRIER DU CONTRÔLE

Conformément au contrat, l'Autorité concédante fournit la liste des affaires éligibles au terme I au plus tard le 15 avril sous format informatique.

Le Concessionnaire communique à l'Autorité concédante sous 2 semaines calendaires l'échantillon, objet du contrôle.

Le contrôle a lieu dans les locaux de l'Autorité concédante.

Le Concessionnaire communique à l'Autorité concédante le bilan du contrôle avant le 15 juin.

ARTICLE 5 – DURÉE DE LA CONVENTION ET ENTRÉE EN VIGUEUR

La présente convention prend effet à compter du 1er janvier 2023.

Son terme est fixé au 31 décembre 2026.

Les parties s'engagent à réexaminer les termes de la présente convention au plus tard au 15 décembre 2026.

La présente convention sera résiliée de plein droit, 1 mois après la conclusion d'un nouvel accord-cadre national se substituant à l'accord national en date du 28 juin 2019 précisant les conditions d'éligibilité des dépenses d'investissement au terme I de la part R2 de la redevance de concession, ci-après annexé.

Fait à Caen, en trois exemplaires originaux

Le 22 décembre 2022

Pour l'Autorité concédante, La Présidente du SDEC-ENERGIE,	Pour le Concessionnaire, Le Directeur Régional Normandie Enedis
Madame Catherine GOURNEY-LECONTE	Monsieur Jean-Olivier MARTIN

Projet

ANNEXE 1

ACCORD-CADRE NATIONAL ENTRE LA FNCCR, FRANCE URBAINE ET ENEDIS RELATIF AUX INVESTISSEMENTS ELIGIBLES AU TERME I DE LA PART R2 DE LA REDEVANCE DE CONCESSION

L'accord-cadre signé le 21 décembre 2017 relatif à un nouveau modèle de contrat de concession prévoit à son article 3 que pour la mise en œuvre de l'article 2 de l'annexe 1 au cahier des charges, la FNCCR, France urbaine et Enedis (désignées ci-après « les Parties ») préciseront, dans un accord-cadre national, les modalités pratiques d'application des conditions d'éligibilité aux termes I et C de la part R2 de la redevance de concession.

La prise en compte dans les termes I et C des dépenses d'investissement est subordonnée au respect de certaines conditions, notamment que ces investissements ne fassent 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.

Les Parties conviennent que la promulgation de la loi ELAN rend caduc le terme C. En effet, dans un délai de deux ans à compter de la promulgation de cette loi, les colonnes montantes électriques appartiendront, sauf volonté contraire de leurs actuels propriétaires, au réseau public de distribution d'électricité, ces mêmes propriétaires pouvant également abandonner sans condition leurs colonnes avant cette échéance.

Le nouveau modèle de contrat de concession ayant déjà prévu qu'en cas de nullité du terme C la valeur des investissements pris en compte dans le terme I est plafonnée à 4 euros ou 4 euros indexés par habitant, les Parties conviennent que le présent accord-cadre national ne portera que sur les conditions d'éligibilité au terme I de la part R2 de la redevance de concession.

Le présent accord-cadre a ainsi pour objet de préciser les modalités pratiques d'application des conditions d'éligibilité au terme I de la part R2 de la redevance de concession.

Ces précisions faites, il a été convenu ce qui suit :

ARTICLE 1 – INVESTISSEMENTS ELIGIBLES AU TERME « 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, est éligible au terme I de la part R2 de la redevance de concession.

Le montant total hors taxe des diagnostics ou études préalables ayant effectivement conduit à la réalisation de ces investissements est également éligible.

a. Les systèmes intelligents de pilotage de l'éclairage public

Sont qualifiés de systèmes intelligents de pilotage de l'éclairage public les dispositifs nouveaux de gestion de l'éclairage public, installés pour rendre plus performantes les installations existantes et permettant de réduire la puissance appelée à la pointe :

- dispositifs utilisant des détecteurs de présence,
- dispositifs de programmation ou télégestion de l'intensité lumineuse point par point ou au niveau de l'armoire de commande,
- dispositifs avec variateurs de tension à déclenchement automatique en situation de baisse de tension en-deçà d'un seuil défini entre les Parties.

Les dépenses d'investissement relatives aux systèmes intelligents de pilotage de l'éclairage public sont éligibles au terme I de la part R2 de la redevance de concession même si le gain de puissance appelée à la pointe est inférieur à 50% de la puissance maximale appelée avant l'installation dudit système.

b. Les luminaires à basse consommation

Les investissements visant à remplacer les luminaires existants par des luminaires à basse consommation sont éligibles au terme I dès lors qu'ils permettent de réduire d'au moins 50% la puissance maximale appelée par les installations d'éclairage public faisant l'objet des travaux ; la réduction de 50% de la puissance maximale appelée doit être appréciée dans la zone éclairée par les luminaires faisant l'objet des travaux. L'autorité concédante fournira, à la demande d'Enedis, les éléments techniques permettant de comparer la puissance installée avant les travaux et après. Lors du remplacement d'un luminaire d'ancienne technologie (lampe à sodium haute pression, à iodures métalliques ou ballon fluorescent) par un luminaire à LED, le gain de 50% de la puissance installée sera réputé acquis.

Les dépenses prises en compte comprennent la source lumineuse, l'appareillage et l'optique associés et, le cas échéant, les travaux fatals relatifs à la mise en place de ces luminaires. Celles relatives au génie civil, aux conducteurs et aux mâts ne contribuent pas par elles-mêmes à différer ou éviter le renforcement du réseau.

Dès lors que le réseau d'éclairage public, les conducteurs ou les mâts préexistants ne sont pas techniquement en mesure (du fait de leur emplacement, de leur dimensionnement, de leur obsolescence ou de leur vétusté) de supporter l'installation de luminaires à basse consommation, les travaux de génie civil, de conducteurs et de mâts rendus nécessaires par cette installation constituent des travaux fatals. Les dépenses afférentes sont éligibles au terme I de la redevance.

Par extension, les investissements réalisés sous maîtrise d'ouvrage publique pour l'éclairage public de voies privées ouvertes à la circulation publique sont éligibles au terme I.

c. Les investissements sur les réseaux d'éclairage public rendus nécessaires par l'intégration dans l'environnement des conducteurs aériens sur des appuis communs

Sont éligibles au terme I les investissements sur les réseaux d'éclairage public rendus nécessaires par la mise en souterrain de conducteurs aériens, mis en place sur poteaux, non électriquement ou non physiquement

séparés du réseau d'éclairage public situés sur les mêmes supports, dans le cadre de travaux réalisés en application de l'article 8 du cahier des charges.

Les investissements à réaliser sur les réseaux d'éclairage public qui sont à construire dans le cadre de ces opérations et qui sont éligibles au terme I (sans préjudice des dispositions du b. ci-dessus) sont les suivants :

- les travaux de tranchées (par défaut sur-largeur ou tranchée unique rendue nécessaire),
- la fourniture et les travaux de pose de fourreaux et de câble,
- les mâts d'éclairage public,
- le raccordement du réseau d'éclairage public au réseau public de distribution.

d. Les dispositifs de pilotage des infrastructures de recharge de véhicules électriques

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 éligibles au terme I sont :

- les dispositifs permettant de tenir compte de signaux tarifaires qui incitent à effacer l'installation à la pointe, et de tous autres signaux transmis par le GRD au sens de l'arrêté du 19 juillet 2018 relatif aux dispositifs permettant de piloter la recharge des véhicules électriques.

Les capacités de stockage et l'intelligence associée présentes dans des infrastructures de recharge de véhicules électriques relèvent du paragraphe e. ci-dessous.

Un dispositif de pilotage doit s'entendre comme un système permettant, en fonction de signaux reçus, de donner des ordres au sein de l'infrastructure de recharge de véhicules électriques, y compris le cas échéant au dispositif de stockage associé.

e. Les dispositifs de stockage d'énergie

Les dispositifs de stockage d'énergie sont éligibles au terme I dès lors qu'ils répondent aux conditions cumulatives suivantes :

- une partie de la puissance est réservée au distributeur,
- un intérêt technico-économique pour le réseau public de distribution concédé a été démontré.

Cet intérêt technico-économique s'apprécie en tenant compte des investissements et des charges d'exploitation associées à la solution alternative proposée. L'autorité concédante et Enedis partagent les données nécessaires à cette appréciation : l'autorité concédante pour ce qui concerne les coûts et charges d'exploitation du dispositif de stockage, Enedis pour ce qui concerne l'avantage économique induit en matière d'investissement et d'exploitation du réseau public concédé.

La part de l'investissement éligible au terme I sera appréciée au cas par cas dans un cadre expérimental en vue de définir des règles pérennes.

Article 2 – Clause de revoyure

L'accord-cadre national de décembre 2017 prévoit que « lorsque 5 ans au moins se seront écoulés à compter de la signature du présent accord-cadre, la liste des investissements éligibles au terme I de la part R2 de la redevance et leurs modalités de prise en compte dans le calcul de cette dernière pourront, le cas échéant, être modifiées dans le cadre d'un accord national entre la FNCCR, France urbaine et Enedis, de façon à tenir compte du retour d'expérience de la mise en application locale du nouveau modèle de contrat et des éventuelles évolutions des technologies de réseau dans le contexte de la transition énergétique ».

Sans attendre que 5 ans au moins se soient écoulés, les Parties conviennent de pouvoir adapter le présent accord-cadre national par voie d'avenant afin d'en faciliter la mise en œuvre sur la base de propositions faites par le Comité de suivi au vu des premiers retours d'expérience ou pour tenir compte des évolutions des technologies de réseau, des expérimentations locales menées entre Enedis et certaines autorités concédantes et du cadre réglementaire applicable (et notamment de la nécessité de clarifier le cadre réglementaire applicable aux dispositifs de stockage d'énergie).

Article 3 – Modalités transitoires relatives au terme I de la part R2 de la redevance de concession

Le modèle de contrat joint à l'accord-cadre national du 21 décembre 2017 modifie profondément les modalités de calcul de la part d'investissement (R2) de la redevance de concession par rapport à celles prévues au modèle de contrat de concession de 1992, puisqu'elle comporte désormais un terme I défini comme étant *« 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 ».*

Cette stipulation constitue, pour les autorités concédantes signataires d'un contrat de concession conforme à ce modèle, une incitation claire à réaliser des investissements qui contribuent simultanément à la mise en œuvre de la transition énergétique et à éviter ou différer le renforcement du réseau public de distribution concédé.

Plusieurs autorités concédantes ont déjà signé un tel contrat ou s'apprêtent à le faire. Si ce contrat prend effet en 2018, elles ont perçu dès 2018 une part de redevance R2 calculée en tout ou partie (lorsqu'il y a lieu d'appliquer la règle de *prorata temporis* prévue au 2.5 de l'annexe 1 au cahier des charges) selon ces nouvelles stipulations.

Or, eu égard à la date de l'accord-cadre précité, aux accords restant à intervenir entre les Parties signataires et à la publication tardive de certains textes d'application de la loi du 17 août 2015 *relative à la transition énergétique pour la croissance verte*, il apparaît que les autorités concédantes concernées n'ont pu disposer d'un préavis suffisant pour engager en toute connaissance de cause des investissements relevant du terme I.

Afin d'éviter que ces autorités concédantes, ainsi que celles qui se trouveront dans la même situation en 2019 et en 2020, ne soient pénalisées financièrement par la redéfinition des investissements éligibles à la part R2 de la redevance de concession, les Parties signataires s'accordent pour que les investissements éligibles au terme I puissent être complétés, à concurrence des montants maximaux associés à ce terme par le modèle de 2017, de ceux qui auraient été éligibles au terme E de la part R2 de la redevance de concession,

tel que défini dans le ou les contrats de concession locaux précédemment en vigueur et fondés sur le modèle national de 1992.

La présente mesure, à caractère transitoire, s'applique au calcul des parts R2 versées en 2018, 2019 et 2020 au titre des investissements réalisés en 2016, 2017 et 2018, pour les autorités concédantes parties à un contrat de concession « nouveau modèle ».

ARTICLE 4 – DATE D'EFFET DE L'ACCORD-CADRE

Le présent accord-cadre prend effet à compter du 1er juillet 2019.

Fait à Paris, le 28 juin 2019, en trois exemplaires originaux.

Pour la FNCCR	Pour France urbaine	Pour Enedis
Xavier PINTAT Président	Jean-Luc MOUDENC Président	Philippe MONLOUBOU Président du Directoire

Annexe : rappel des termes du contrat relatifs au terme I

Annexe : rappel des termes du contrat relatifs au terme I

Le nouveau modèle de contrat de concession prévoit à l'article 2 de son annexe 1 :

« 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 ou 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 exposés[1] 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 ING_n/ING_{2016}) pour le terme I,
- 2 euros ou 2 euros x (0,4 + 0,6 ING_n/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 ING_n/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. »

[1] 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

CONVENTION RELATIVE A LA CARTOGRAPHIE A MOYENNE ECHELLE DES OUVRAGES DU RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION DE LA CONCESSION DU SDEC ENERGIE

Entre les soussignés :

- **Syndicat Départemental d'Energies du Calvados usuellement** dénommé SDEC ENERGIE 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 la Présidente **Madame Catherine GOURNEY-LECONTE** dûment habilitée à cet effet par délibération du comité syndical du 15 décembre 2022 domicilié Esplanade Brillaud de Laujardière, ZAC de la Folie Couvrechef, Porte de l'Europe, CS 75046-140077 Caen Cedex 5,

désigné(e) ci-après **« l'Autorité concédante », d'une part,**

et, d'autre part,

- **Enedis,** gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles 92079 Paris La Défense, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par **Monsieur Jean Olivier MARTIN,** Directeur Régional Enedis, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 1er avril 2021 par Mme la Présidente et les membres du Directoire d'Enedis, faisant élection de domicile au 9, Place de la Pucelle, 76024 Rouen Cedex,

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

et ensemble « les Parties ».

EXPOSE DES MOTIFS

Les parties ont conclu, le 29 juin 2018, une convention de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs règlementés de vente.

Au titre de cette convention, l'Autorité concédante a concédé, dans les conditions prévues par le code général des collectivités territoriales et par le code de l'énergie, au Concessionnaire, la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, sans préjudice de l'exercice de la maîtrise d'ouvrage par l'Autorité concédante, aux conditions du cahier des charges annexé à ladite convention.

Le Concessionnaire, en sa qualité de gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession, établit et tient à jour, au fil de l'eau, une cartographie de ce réseau, en particulier pour :

- exploiter les ouvrages du réseau concédé et répondre aux sollicitations des tiers, notamment au titre de la règlementation relative à l'exécution de travaux à proximité des ouvrages précités ;
- mettre à la disposition de l'Autorité concédante une représentation cartographique à moyenne échelle du réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession, conformément au cahier des charges de concession signé entre l'Autorité concédante et le Concessionnaire.

La liste des informations devant être enregistrées dans le système d'information géographique d'un gestionnaire de réseau public d'électricité est précisée dans l'annexe 2 de l'arrêté du 11 mars 2016.

Aux termes de deux conventions successives en date du 29 juin 2018 et du 25 octobre 2019, les parties ont fixé les modalités de mise à disposition de plans et de données cartographiques à moyenne échelle aux fins de faciliter l'accomplissement de leurs missions respectives.

Par la présente convention, les parties ont décidé d'un commun accord de résilier la convention en date du 25 octobre 2019 afin de la remplacer par la présente convention.

ARTICLE 1er – OBJET DE LA CONVENTION

La présente convention (ci-après désignée « la Convention ») a pour but de résilier la précédente convention en date du 25 octobre 2019 et de définir de nouvelles modalités techniques et financières de mise à disposition de plans et données cartographiques au format numérique à moyenne échelle relatifs aux ouvrages du réseau public de distribution d'électricité, sur le territoire de la concession, entre l'Autorité concédante et le Concessionnaire.

ARTICLE 2 – COMMUNICATION DES PLANS A MOYENNE ECHELLE

Conformément au cahier des charges de concession, le Concessionnaire remet à l'Autorité concédante une représentation cartographique à moyenne échelle des réseaux publics de distribution d'électricité présents sur le territoire de la concession, selon les modalités fixées au présent article.

2.1 Nature des données communiquées par le Concessionnaire

Les données communiquées par le Concessionnaire au titre du présent article décrivent l'ensemble des ouvrages concédés en l'état des dernières mises à jour de leur représentation cartographique.

Projet

La nature des données fournies est précisée en annexe 1 de la Convention.

Les données portent notamment sur les types d'ouvrages suivants :

- postes source,
- postes de distribution publique,
- armoires HTA,
- appareils de coupure aérien HTA,
- tronçons HTA et BT.

Sont communiquées en sus, dès lors qu'elles ne relèvent ni de la catégorie des informations commercialement sensibles (ICS) ni de celle des données à caractère personnel (DCP), les données concernant les postes clients (consommateurs ou producteurs).

Par ailleurs, les données relatives aux branchements (Liaison Réseau et Dérivation Individuelle) seront communiquées dans le système d'information géographique du Concessionnaire suivant le calendrier prévu par l'arrêté du 10 février 2020 fixant le contenu et les délais de production de l'inventaire détaillé et localisé des ouvrages des concessions de distribution d'électricité, notamment, le type de branchement, la commune, et en ce qui concerne les longueurs, leur tracé et leurs caractéristiques techniques. Ces données seront enrichies au fur et à mesure de la réalisation des travaux.

La représentation à moyenne échelle des ouvrages des réseaux publics de distribution d'électricité est rattachée à des plans IGN géo-référencés (BD parcellaire, France Raster) pour lesquels les droits d'usage doivent être respectés.

2.2 Modalités de communication des données cartographiques fournies par le Concessionnaire

Les données sont fournies au format SHAPE *(par défaut)* dans le système de projection convenu localement (Lambert 93 principalement).

Les données mentionnées au 2.1 sont communiquées par le Concessionnaire sans fond de plan (hors format PDF).

Les données sont transmises par clé USB ou tout autre moyen adapté, tel des plateformes de téléchargement (serveurs FTP), dès lors qu'il convient aux Parties.

Le Concessionnaire fournit gracieusement deux mises à disposition des données par an, le 28 février et le 30 septembre de chaque année.

Les frais liés à des mises à disposition supplémentaires sont, à la date de signature de la Convention, de : 356,61 euros HT + 1 euro par tranche de 10 km de réseaux (BT et HTA).

Ces montants font l'objet d'une actualisation au premier janvier de chaque année correspondant à l'évolution de l'indice des prix à la consommation au cours des douze derniers mois.

2.3 Démarche d'amélioration : modalités d'échanges entre l'Autorité concédante et le Concessionnaire

Lorsque l'Autorité concédante signale au Concessionnaire d'éventuels écarts entre les plans qui lui ont été remis par le Concessionnaire et l'implantation réelle des ouvrages concédés, leur nature ou leur représentation, le Concessionnaire examine le bien-fondé de ce constat et, le cas échéant, apporte les corrections nécessaires à la représentation cartographique des ouvrages concédés, puis en informe l'Autorité concédante.

Lorsque les Parties conviennent que les écarts avérés sont significatifs, le Concessionnaire fournit, à titre gratuit, à la demande de l'Autorité concédante, les données cartographiques corrigées.

Pour les échanges du présent article, les interlocuteurs de l'Autorité concédante et du Concessionnaire sont précisés en tant que de besoin en annexe à la Convention ou par échange de courriers entre les Parties.

ARTICLE 3 – OBLIGATIONS DE L'AUTORITE CONCEDANTE RELATIVES A L'USAGE ET LA DIFFUSION DES DONNEES TRANSMISES PAR LE CONCESSIONNAIRE

La représentation au format numérique des ouvrages des réseaux publics de distribution d'électricité est fournie par le Concessionnaire à l'usage exclusif de l'Autorité concédante, dans le cadre de ses missions d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité et des dispositions du cahier des charges de concession. Elle ne peut être ni reproduite, ni communiquée à des tiers, ni utilisée à des fins commerciales.

A titre dérogatoire, l'Autorité concédante est autorisée à communiquer aux collectivités publiques du périmètre de la concession qui lui en font la demande, pour un usage non commercial, les données suivantes qui lui ont été transmises par le Concessionnaire :

- Le tracé du réseau public de distribution d'électricité avec, par tronçon :
  - le niveau de tension (HTA, BT),
  - le type (fil nu, torsadé, souterrain),
  - la section du conducteur,
  - la nature du conducteur,
  - la date de construction (si disponible) ;
- L'identification des remontées aéro-souterraines (RAS) ;
- La position des postes source HTB/HTA, avec leur nom, sans indication sur leur puissance ;
- La position des postes de distribution publique HTA-BT, avec leur nom, et le nom de leur commune d'implantation, sans indication sur leur puissance ;
- La position des postes clients (consommateurs ou producteurs) représentés par leurs symboles, sans nom signifiant ni indication sur leur puissance.

La communication de l'Autorité concédante est accompagnée d'une mention :

- précisant que la représentation des ouvrages est rattachée à des plans cadastraux ou à des plans IGN géoréférencés dont le Concessionnaire a acquis le droit d'usage ;
- rappelant la date de dernière mise à jour de la cartographie communiquée ;
- invitant la collectivité publique à se rapprocher du Concessionnaire pour toute information actualisée sur le tracé ou la position d'un ouvrage.

Le Concessionnaire fait figurer la même mention lorsqu'il communique les données listées ci-dessus à des collectivités publiques du périmètre de la concession.

L'Autorité concédante informe le Concessionnaire de la communication à laquelle elle procède au titre du présent article, en précisant le cadre et les modalités de cette communication. Le Concessionnaire fait de même vis-à-vis de l'Autorité concédante lorsqu'il est sollicité par une collectivité publique du périmètre de la concession.

Projet

En cas de non-respect par l'Autorité concédante des obligations ci-dessus explicitées relatives à l'usage et la diffusion des données transmises, le Concessionnaire pourra, après une mise en demeure restée infructueuse plus d'un mois, résilier unilatéralement la Convention sous réserve d'en avoir informé au préalable l'Autorité concédante par lettre recommandée avec accusé de réception.

ARTICLE 4 – DROITS DE PROPRIETE, D'USAGE ET DE DIFFUSION DES PLANS ET DONNEES CARTOGRAPHIQUES

4.1 UTILISATION DES PLANS ET DONNEES CARTOGRAPHIQUES

Sans préjudice des stipulations de l'article 3, chaque Partie autorise l'autre Partie à utiliser, reproduire et communiquer les plans et données cartographiques qu'elle lui transmet, dans le respect des modalités de la présente Convention, et sauf accord exprès et écrit de l'autre Partie, dans le strict cadre suivant :

- pour l'Autorité concédante : au titre de ses missions d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité et de son activité de maîtrise d'ouvrage de travaux sur les ouvrages électriques concédés, énoncées aux articles L.2224-31 et suivants du Code général des collectivités territoriales ;
- pour le Concessionnaire : pour l'exercice exclusif de ses missions de gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité fixées à l'article L.322-8 du Code de l'énergie.

4.2 PRESTATAIRES

Une Partie peut communiquer tout ou partie des plans et données cartographiques au format numérique à un prestataire auquel elle a recours à partir du moment où celui-ci :

- respecte les mêmes engagements auxquels elle a souscrit au titre de la Convention, y compris l'engagement de confidentialité prévu à l'annexe 2 de la Convention ;
- intervient au titre des missions visées au point 4.1 du présent article.

4.3 AUTORITES CONCEDANTES FRONTALIERES

L'Autorité concédante peut communiquer tout ou partie des plans et données cartographiques au format numérique à une Autorité concédante frontalière à partir du moment où, au titre de ses missions d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité et de son activité de maîtrise d'ouvrage de travaux sur les ouvrages électriques concédés, cette Autorité concédante frontalière a souscrit une convention similaire à la présente Convention, avec notamment l'engagement de confidentialité prévu à son annexe 2.

ARTICLE 5 – RESPECT DES OBLIGATIONS DE CONFIDENTIALITE DES INFORMATIONS COMMERCIALEMENT SENSIBLES

L'Autorité concédante reconnaît avoir été pleinement informée par le Concessionnaire des obligations applicables aux informations commercialement sensibles (ci-après « ICS »), ainsi que des sanctions encourues en cas de violation desdites obligations, conformément aux dispositions prévues par les articles L.111-73 et L. 111-81 et R 111-26 à R 111-30 du Code de l'énergie.

C'est pourquoi l'Autorité concédante :

- s'engage à ne pas effectuer de traitement des informations transmises par le Concessionnaire qui aboutirait au non-respect des obligations spécifiques relatives à la confidentialité des ICS ;
- s'engage à faire respecter les mêmes engagements à ses prestataires, aux collectivités publiques du périmètre de la concession ayant bénéficié des données cartographiques en application de l'article 3 des présentes et aux Autorités concédantes frontalières ayant bénéficié des données cartographiques en application de l'article 4.3 des présentes.

De même, le Concessionnaire :

- s'engage à ne pas effectuer de traitement des informations transmises par l'Autorité concédante qui aboutirait au non-respect des obligations spécifiques relatives à la confidentialité des ICS ;
- s'engage à faire respecter les mêmes engagements à ses prestataires.

ARTICLE 6 – RESPONSABILITE

6.1 UTILISATION DES PLANS ET DONNEES CARTOGRAPHIQUES

Les Parties engagent leur responsabilité en cas d'utilisation, de reproduction ou de communication, par elles ou leurs prestataires, des plans et données cartographiques en dehors du cadre fixé par la Convention, la loi ou le règlement.

6.2 EXCLUSION DE RESPONSABILITE

Les Parties prennent acte de ce que l'exactitude et l'exhaustivité des plans et données cartographiques ne peuvent être garanties.

De ce fait, une Partie ne peut pas rechercher la responsabilité de l'autre Partie fondée notamment sur le degré de fiabilité des plans et données au format numérique fournis dans le cadre de la Convention, en cas d'erreur, omission ou inexactitude.

ARTICLE 7 – DUREE ET SUIVI DE LA CONVENTION

La Convention prend effet à compter du 1er janvier 2023. La présente convention conclue pour une durée de quatre ans prendra fin le 31 décembre 2026.

Les Parties conviennent de se rencontrer une fois par an afin de réaliser un retour d'expérience sur l'exécution de la Convention. A la demande de l'une des Parties, un compte-rendu de réunion sera rédigé et approuvé conjointement à cette occasion.

En outre, les Parties conviennent que soit intégrée toute évolution issue d'un éventuel nouveau modèle national de convention cartographique « moyenne échelle » permettant un enrichissement des données transmises, par voie d'avenant.

ARTICLE 8 – REGLEMENT DES LITIGES

En cas de litige relatif à l'exécution et/ou à l'interprétation de la Convention, avant l'engagement d'une procédure judiciaire, la Partie la plus diligente saisira la Commission permanente de conciliation visée à l'article 50 du cahier des charges de concession, qui disposera d'un délai de deux (2) mois après saisine pour trouver un moyen d'accord.

En cas d'échec de la conciliation, l'une ou l'autre Partie pourra procéder à la résiliation de la Convention selon les modalités prévues à l'article 10 sans préjudice de leur possibilité d'ester en justice.

Projet

ARTICLE 9 – RESILIATION DE LA CONVENTION

9.1 MODALITES DE RESILIATION

En cas d'échec de la procédure de règlement des litiges visée à l'article 9 ci-dessus, chaque Partie a la faculté de résilier la Convention, sous réserve d'un préavis de quatre mois.

La Partie qui entend résilier la Convention doit adresser à l'autre Partie une notification écrite par lettre recommandée avec avis de réception.

La résiliation de la Convention par l'une des Parties, pour quel que motif que ce soit, n'ouvrira droit au versement d'aucune indemnité ou dommages-intérêts au bénéfice de l'autre Partie.

9.2 EFFETS DE LA RESILIATION

L'Autorité concédante conserve pour son usage exclusif, au titre de ses missions d'autorité organisatrice et de maîtrise d'ouvrage, les plans et données cartographiques communiqués par le Concessionnaire dans le cadre de la Convention.

ARTICLE 10 – DIVERS

La Convention est dispensée de droit de timbre et des formalités d'enregistrement.

Les notes de bas de page et l'annexe font partie intégrante de la Convention. Toutefois, celle-ci a valeur prédominante sur ses annexes en cas de contradiction.

Toute modification, tout changement ou amendement apporté à la Convention n'aura de force obligatoire que s'il est contractualisé par avenant écrit, formalisant l'accord des Parties.

Fait à Caen, en trois exemplaires originaux

Le 22 décembre 2022

Pour l'Autorité concédante,	Pour le Concessionnaire,
La Présidente du SDEC-ENERGIE,	Le Directeur Régional Normandie Enedis
Madame Catherine GOURNEY-LECONTE	Monsieur Jean-Olivier MARTIN

Projet

Annexe 1 : Cartographie des ouvrages à moyenne échelle

Liste des données cartographiques communiquées par le Concessionnaire en moyenne échelle à l'Autorité concédante (au format SHAPE)

Poste Source

ATTRIBUT	DESCRIPTION
NOM	Nom du poste source = codification nationale RTE du poste source
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
SOMME_PUI	Puissance installée en MVA
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Nota : le nombre de transformateurs par poste source et la PTMB par transformateur HTB-HTA, donnée calculée annuellement, sont fournis au titre du contrôle de concession.

Poste électrique : cas des postes de distribution publique

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO du Poste
NOM_POSTE	Nom du poste = nom dit en clair Le nom des postes DP « mixtes » avec clients HTA consommateurs ou producteurs n'est pas renseigné
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
DATE_DE_CO	Date de construction
FONCTION_P	Fonctions du poste : • Inconnu • Distribution Publique • Client HTA (Cf. cas Poste Client HTA) • Distribution Publique - Client HTA • Répartition (Cf. cas Poste de Répartition) • Production (Cf. cas Poste Client HTA Production) • Transformation HTA/HTA • DP - Client HTA - Production • Client HTA - Production (Cf. cas Poste Client HTA) • DP – Production
T_DE_POSTE	Type du poste : • Inconnu • CH - Cabine Haute • CB - Cabine Basse • IM - En Immeuble • EN - En Terre • CC - Cabine De Chantier • UC - Urbain Compact • RC - Rural Compact • UP - Urbain Portable (PAC) • RS - Rural poste socle • DI - Divers

Projet

ATTRIBUT	DESCRIPTION
	• SA - Poste Au Sol Simplifie de Type A • SB - Poste Au Sol Simplifie de Type B • H6 - Poteau H61 • PO - Poteau non H61 • CS - Poste Rural Compact Simplifié • IE - Poste Urbain Intégré à son Environnement
NB_TRANSFO	Nombre de transformateurs pour les postes HTA/BT Non renseigné pour les postes DP « mixtes » avec clients HTA consommateurs et producteurs
PUISSANCE_	Puissance des transformateurs installés (kVA) Non renseigné pour les postes DP « mixtes » avec clients HTA consommateurs et producteurs
NB_INTER	Nombre d'interrupteurs installés
TELECOMMAN	Présence (oui/non) d'une télécommande des organes de coupure présents à l'intérieur du poste Non renseigné pour les postes DP « mixtes » avec clients HTA consommateurs et producteurs
T_PROD_HTA	Type de production HTA si présence d'un producteur : - Biogaz - Biomasse - Cogénération - Dispatchable - Déchets ménagers et assimilés - Eolien - Freinage régénératif - Géothermie - Hydraulique - Inconnu - Photovoltaïque - Pile à combustible - Thermique fossile
NB_PROD_BT	Nombre de producteurs BT
T_PROD_BT	Type de production BT si présence d'un producteur - Biogaz - Biomasse - Cogénération - Dispatchable - Déchets ménagers et assimilés - Eolien - Freinage régénératif - Géothermie - Hydraulique - Inconnu - Photovoltaïque - Pile à combustible - Thermique fossile
PBT_INF_36	Nombre de producteurs BT <= 36 kva
PBT_SUP_36	Nombre de producteurs BT > 36 kva
CLI_INF_36	Nombre de clients <= à 36 kva
CLI_SUP_36	Nombre de client > à 36 kva

Projet

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Armoire HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO de l'armoire
NOM_ARMOIRE	Nom de l'armoire
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
DATE_INSTALL	Date d'installation
TYPE	Type d'armoire : • Manuelle • Manuelle à 3 interrupteurs • Manuelle avec dérivation • Télécommandée • Télécommandée à 3 interrupteurs • Manuelle à 4 interrupteurs • Télécommandée à 4 interrupteurs
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Appareil de coupure aérien HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
DATE_INSTALL	Date d'installation
AUTOMAT_1	Caractérise le type d'automatisme
AUTOMAT_2	Caractérise le type d'automatisme
AUTOMAT_3	Caractérise le type d'automatisme
TELECOMMAN	Présence d'une télécommande (oui/non)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Remontée aérosouterraine BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
RAS_BT	Oui
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Remontée aérosouterraine HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO de la remontée Aérosouterraine HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
RAS_HTA	Oui
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Poteau HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Tronçon aérien HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
NOM_DEPART	Nom du départ HTA
CODE_DEP	Code GDO du départ HTA
DATE_DE_CO	Date de construction (si disponible)
TYPE_LIGNE	Aérien, Torsadé (nota : Aérien = nu)
NATURE_MET	AM, AL, CU
SECTION_PH	En mm²
TENS_EXPL	Tension nominale d'exploitation
LONGUEUR_E	Longueur électrique sur la ou les communes traversées (en mètre)
PDV	Tronçon Aérien HTA traité en PDV
NOM_COMMUN	Nom(s) de la (des) commune(s)
CODE_INSEE	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Tronçon souterrain HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
NOM_DEPART	Nom du départ HTA
CODE_DEP	Code GDO du départ HTA
DATE_DE_CO	Date de construction (si disponible)
TYPE_LIGNE	Souterrain, Sous-marin, En-galerie
ISOLANT	Nature de l'isolant :
NATURE_MET	AM, AL, CU
SECTION_PH	En mm²
TENS_EXPL	Tension nominale d'exploitation
LONGUEUR_E	Longueur électrique sur la ou les communes traversées (en mètre)
NOM_COMMUN	Nom(s) de la (des) commune(s)
CODE_INSEE	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Poteau BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Tronçon aérien BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
DATE_DE_CO	Date de construction (si disponible)
CODE_DEP	Code GDO du départ BT
TYPE_LIGNE	Aérien, Torsadé (nota : Aérien = nu)
NATURE_MET	AM, AL, CU
SECTION_PH	En mm²
LONGUEUR_E	Longueur électrique sur la ou les communes traversées (en mètre)
L. 332-15	oui, non (valeur par défaut)
NOM_COMMUN	Nom(s) de la (des) commune(s)
CODE_INSEE	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Tronçon souterrain BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
DATE_DE_CO	Date de construction (si disponible)
CODE_DEP	Code GDO du départ BT
TYPE_LIGNE	Souterrain, Sous-marin, En-galerie
EST_ISOL	Estimation de la nature de l'isolant BT : absent des bases de données, l'isolant est estimé en s'appuyant sur les dates de construction et la nature de métal avec la règle suivante : 1946_AL : année 1946 et NATURE_MET AL 1946_CU : année 1946 et NATURE_MET CU CPI_AL : entre 1947 et 1969 et NATURE_MET AL CPI_CU : entre 1947 et 1969 et NATURE_MET CU NP : Neutre périphérique entre 1970 et 1976 Autres : > 1976
NATURE_MET	AM, AL, CU
SECTION_PH	En mm²
LONGUEUR_E	Longueur électrique sur la ou les communes traversées (en mètre)
L. 332-15	oui, non (valeur par défaut)
NOM_COMMUN	Nom(s) de la (des) commune(s)
CODE_INSEE	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Dipôle Source BT

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

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO du Dipôle Source
COEF_UTIL	Coefficient d'utilisation du transformateur

Projet

123

ATTRIBUT	DESCRIPTION
P.CPI_AL	Pourcentage de CPI AL sur le dipôle source (entre 1947 et 1969)
P.CPI_CU	Pourcentage de CPI CU sur le dipôle source (entre 1947 et 1969)
P.1946_AL	Pourcentage de Câble 1946 AL sur le dipôle source
P.1946_CU	Pourcentage de Câble 1946 CU sur le dipôle source
P.NP	Pourcentage de Neutre Périphérique sur le dipôle source (entre 1970 et 1976)
P.AUTRES	Pourcentage de Câbles Autres (> 1976)
NOM_COMMUN	Nom(s) de la (des) commune(s)
CODE_INSEE	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Départ BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO du Départ BT
INT_MAX	Intensité MAX
DU/U MAX	Contrainte Tension max sur le départ
CHUTE_TENS	Chute de tension totale
PMAX_ADM_T	Puissance max Admissible en tête de Départ
LONG_TOT_D	Longueur Totale du Départ
NOM_COMMUN	Nom(s) de la (des) commune(s)
CODE_INSEE	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Départ HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO du Départ HTA
NOM_DEPART	Nom du départ
P de PC	Pourcentage de câble avec isolant PC
P de PM	Pourcentage de câble avec isolant PM
P de PP	Pourcentage de câble avec isolant PP
P de PU	Pourcentage de câble avec isolant PU
P de S3	Pourcentage de câble avec isolant S3
P de S6	Pourcentage de câble avec isolant S6
P de SC	Pourcentage de câble avec isolant SC
P de SO	Pourcentage de câble avec isolant SO
P de SR	Pourcentage de câble avec isolant SR
P de SE	Pourcentage de câble avec isolant SE
NOM_COMMUN	Nom(s) de la (des) commune(s)
CODE_INSEE	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Nota : la PTMB, donnée calculée annuellement, est fournie au titre du contrôle de concession.

Jonction HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO de la jonction HTA
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Connexion HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO de la connexion HTA
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Postes électriques : cas des Postes de Répartition

ATTRIBUT	DESCRIPTION
NOM_DU_POS	Nom du poste de répartition
CODE_GDO	Code GDO du poste
DATE_DE_CO	Date de construction
FONCTION_PO	Fonction du Poste
TYPE_DE_PO	Type de Poste
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Postes électriques : cas des Postes Client HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
DATE_DE_CO	Date de construction
CODE_GDO	Code GDO du Poste
FONCTION_PO	Fonction du Poste
TYPE_DE_PO	Type de Poste
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Postes électriques : cas des Postes Client – Producteur HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
DATE_DE_CO	Date de construction
CODE_GDO	Code GDO du Poste
FONCTION_PO	Fonction du Poste
TYPE_DE_PO	Type de Poste
TYPE_DE_PR	Type de Production HTA
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune

Projet Projet

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Dispositifs de régulation de la tension

Les dispositifs de régulation de la tension (DAT, CBM, CTM, ERT) éventuellement existants dans le SIG peuvent, le cas échéant, faire l'objet d'un ajout dans le cadre de la convention cartographique moyenne échelle signée localement.

Nota : DAT (Décaleur et Adapteur de Tension), CBM (Convertisseur Bi-Mono), CTM (Convertisseur Tri-Mono), ERT (Equilibreur de Réseau Triphasé)

ATTRIBUT	DESCRIPTION
DATE_M_SERV	Date de mise en service
PUISS_ASS	Puissance assignée
TYPE_APP	Type Appareil
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

En complément, les données cartographiques communiquées identifieront à titre indicatif les raccordements réalisés dans le cadre de l'article L. 332-15 du code de l'urbanisme représentés sous forme de branchements, avec les éléments suivants :

Raccordement aérien BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
DATE_DE_CO	Date de construction
LONGUEUR_S	Longueur électrique (en mètre)
NATURE_MET	AM, AL, CU
SECTION_F	En mm²
NOM_COMMUN	Nom(s) de la (des) commune(s)
CODE_INSEE	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

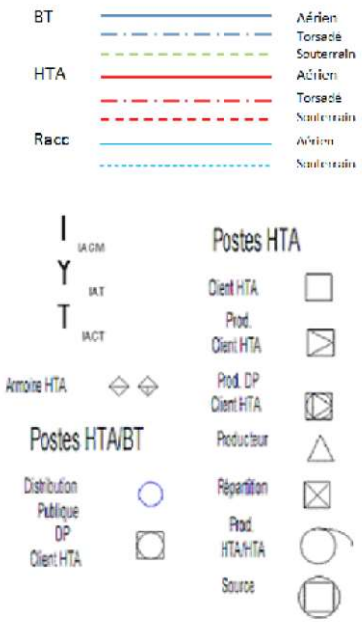
Raccordement souterrain BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
DATE_DE_CO	Date de construction
LONGUEUR_S	Longueur électrique (en mètre)
NATURE_MET	AM, AL, CU
SECTION_F	En mm²
NOM_COMMUN	Nom(s) de la (des) commune(s)
CODE_INSEE	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Représentation des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité à moyenne échelle

A titre indicatif, les symboles utilisés par le Concessionnaire dans son système d'information géographique sont les suivants :

Pour le format SHAPE :



Projet

125

Annexe 2 : Acte d'engagement

CONDITIONS D'UTILISATION DES DONNEES NUMERIQUES GEOGRAPHIQUES ISSUES DE LA BASE DE DONNEES DU CONCESSIONNAIRE ENEDIS
PAR UN PRESTATAIRE DE SERVICE

Le fichier informatique de données géographiques numériques ci-après défini est issu de la Base de Données d'Enedis _____

Il est mis à la disposition par ... (Nom de l'Autorité concédante ou de l'Unité territoriale d'Enedis) _____ (adresse)

Ci-après désigné : « l'Autorité concédante » (ou « Enedis »)

à : ... (Nom du prestataire)
_____ (adresse)

Ci-après désigné : « le prestataire »
_____

Les spécifications techniques du fichier ont été communiquées par l'Autorité concédante (ou Enedis) au prestataire avant la signature du présent acte d'engagement.

Ce fichier est communiqué au prestataire en son état de précision existant.

L'Autorité concédante (ou Enedis) ne garantit en aucune façon la fiabilité et la précision dudit fichier, le prestataire renonce par conséquent à tout recours fondé sur ce degré de précision ou de fiabilité.

Le prestataire s'engage :

- à ne conserver les données, sous toute forme et sous tout support, pour autant que l'utilisation de ces données soit strictement liée à l'objet du contrat de prestations,
- à ne pas effectuer de traitement des informations transmises par le Concessionnaire qui aboutirait au non-respect des obligations spécifiques relatives à la confidentialité des ICS.

Le prestataire s'interdit tout autre usage des données.

Le prestataire s'interdit également toute divulgation, communication, mise à disposition de ces données à des tiers, sous toute forme et pour quelque motif que ce soit, sans l'autorisation expresse de l'Autorité concédante commanditaire (ou Enedis).

Le prestataire s'engage à détruire les données qu'il n'aurait pas eu à restituer à l'Autorité concédante (ou Enedis) pour quelque motif que ce soit, dans le cadre de l'exécution du contrat de prestation.

Fait à _____, le _____

(Qualité du prestataire pour une personne morale)

L'Autorité concédante tiendra à la disposition d'Enedis une copie de cet acte d'engagement signé avant toute mise à disposition des données numériques au prestataire.

Projet

Convention relative à la valorisation par le Concessionnaire des ouvrages construits sous la maitrise d'ouvrage de l'Autorité concédante

Entre les soussignés :

- **Syndicat Départemental d'Energies du Calvados usuellement** dénommé SDEC ENERGIE 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 la Présidente **Mme. Catherine GOURNEY-LECONTE** dûment habilitée à cet effet par délibération du comité syndical du 15 décembre 2022 domicilié Esplanade Brillaud de Laujardière, ZAC de la Folie Couvrechef, Porte de l'Europe, CS 75046-140077 Caen Cedex 5,

désigné(e) ci-après **« l'Autorité concédante », d'une part,**

et, d'autre part,

- **Enedis**, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles 92079 Paris La Défense, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par **Monsieur Jean Olivier MARTIN**, Directeur Régional Enedis, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 1er avril 2021 par Mme la Présidente et les membres du Directoire d'Enedis, faisant élection de domicile au 9, Place de la Pucelle, 76024 Rouen Cedex,

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

et ensemble « les Parties ».

Il a été exposé et convenu ce qui suit.

Les parties ont conclu, le 29 juin 2018, une convention de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs règlementés de vente.

Au titre de cette convention, l'Autorité concédante a concédé, dans les conditions prévues par le code général des collectivités territoriales et par le code de l'énergie, au Concessionnaire, la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, sans préjudice de l'exercice de la maîtrise d'ouvrage par l'Autorité concédante, aux conditions du cahier des charges annexé à ladite convention.

Dans ce cadre les ouvrages réalisés par l'Autorité concédante et mis en exploitation par le Concessionnaire, sont valorisés et inscrits à l'inventaire des ouvrages concédés.

Une première convention en date du 29 juin 2018 a fixé les modalités d'échanges entre le Concessionnaire et l'Autorité concédante pour la valorisation des ouvrages construits sous maîtrise d'ouvrage de l'Autorité concédante.

Cette convention arrivant à son terme le 31 décembre 2022, les parties ont décidé de la renouveler.

Projet

Article 1 - Objet de la convention

La présente convention a pour objet de déterminer les modalités d'échanges entre le Concessionnaire et l'Autorité concédante pour la valorisation comptable des ouvrages construits sous maîtrise d'ouvrage de l'Autorité concédante et de convenir de la mise en œuvre d'une procédure particulière lorsque la valorisation comptable des ouvrages construits sous maitrise d'ouvrage de l'Autorité concédante s'écarte du coût réel des travaux au-delà des seuils visés à l'article 3.

Article 2 – Modalités d'échanges

2.1 Informations délivrées par l'Autorité concédante au Concessionnaire

L'Autorité concédante, maître d'ouvrage communique, les éléments techniques significatifs de l'affaire permettant d'appréhender pleinement le dossier de l'ouvrage construit, par l'intermédiaire d'une fiche de collecte (FC), complétée de la façon la plus exhaustive possible.

Il est précisé que la fiche de collecte établie par l'Autorité concédante :

- doit mentionner le montant des coûts exposés par l'Autorité concédante maître d'ouvrage (auxquels sont intégrés les frais de maîtrise d'œuvre et de maîtrise d'ouvrage; ce montant, tel que connu à l'établissement de la fiche VRG, est donné à titre indicatif ; il est indispensable au dialogue entre l'Autorité concédante et le Concessionnaire sur les écarts de valorisation ;

- doit identifier les éventuelles spécificités de chantier, en accompagnant leur description précise des surcoûts qu'elles entraînent pour le maître d'ouvrage ;

- est produite sur la base du modèle qui figure **en annexe 1**-; en particulier, quand il y a lieu, la fiche de collecte distingue les travaux de raccordement des autres travaux ne relevant pas d'un raccordement réalisés à l'occasion du même chantier, il est précisé qu'un raccordement peut comprendre une extension du réseau de distribution publique et un renforcement de réseau dû à cette extension.

L'annexe 2 précise la signification des termes et expressions repris dans les fiches collecte.

La fiche de collecte sera déposée par l'autorité concedante sur l'application e-Plans dans les délais maximum suivants, calculés à compter de la date de l'avis de mise en exploitation d'ouvrage (AMEO) :

Typologies de d'affaires	Délais
Effacement de Réseaux	120 jours
Renforcement	90 jours
Extension- Hors délégation de maitrise d'ouvrage	90 jours
Extension- Délégation de maitrise d'ouvrage	

L'envoi de la fiche de collecte par l'Autorité concédante est le fait générateur de la mise en œuvre du dialogue entre l'Autorité concédante et le Concessionnaire sur la valorisation de l'ouvrage remis à Enedis

2.2 Nature et communication des informations délivrées par le Concessionnaire au concédant

Le Concessionnaire s'engage à transmettre, une fiche d'immobilisation, dénommée « fiche de valorisation », détaillée par éléments techniques d'inventaire (Cf. annexe 3) ainsi que la fiche de collecte complétée du montant valorisé de l'affaire en k€ HT.

La fiche de valorisation précise notamment d'une part, la référence au numéro de dossier de l'Autorité concédante indiqué dans la fiche de collecte et du nom de l'affaire et d'autre part, l'existence d'un écart entre le coût réel de l'ouvrage et la valorisation de cet ouvrage selon le barème technique national propre au Concessionnaire lorsque cet écart est soit en deçà des seuils d'alerte fixés à l'article

3 soit au-delà desdits seuils. La fiche de valorisation est communiquée sous format « PDF » dans un premier temps, puis dès que possible sous format « Excel »,

La fiche de valorisation ainsi que la fiche de collecte correspondante complétée du montant valorisé de l'affaire en k€ HT sont transmises par voie dématérialisée au fil de l'eau à l'Autorité concédante, à l'adresse électronique suivante : concession-valorisation@sdec-energie.fr.

2.3 Déroulement des échanges

Dans les délais indiqués à l'article 2.1 l'Autorité concédante transmets la fiche de collecte.

A réception de la fiche de collecte, le Concessionnaire disposera de 90 jours afin d'adresser à l'Autorité concédante la fiche de valorisation et la fiche de collecte complétée.

Pendant cette période, le Concessionnaire se rapproche systématiquement de l'Autorité concédante lorsque les valorisations obtenues avec l'outil VRG s'écartent des coûts exposés par l'Autorité concédante au-delà des seuils d'alerte rappelés ci-dessous (cf. § 3).

Dans ce cas, l'Autorité concédante et le Concessionnaire analysent conjointement les écarts de valorisation en vue d'identifier et de limiter l'écart entre le coût réel de l'ouvrage et la valorisation réalisée selon le barème technique national propre au Concessionnaire.

Dans le cas où un ajustement est décidé d'un commun accord, le Concessionnaire ajuste le montant valorisé après confirmation de la part de l'AODE par mail. Le Concessionnaire procédera alors à l'envoi à l'Autorité concédante d'une fiche de valorisation rectificative. La transmission de cette nouvelle fiche doit intervenir au plus tard dans un délai d'un mois à compter de la date à laquelle les parties ont convenu de la modification de la VRG.

La date de début d'immobilisation retenue sera celle de la mise en exploitation de l'ouvrage.

Dans le cas d'un désaccord, les parties mettront en œuvre les dispositions de l'article 4 ci-après.

Un point mensuel est réalisé entre l'Autorité concédante et le Concessionnaire pour suivre l'évolution des VRG.

Article 3 – Seuils d'alerte

Les seuils d'alerte mentionnés à l'article 1 entre le coût réel de l'ouvrage et la valorisation résultant de l'usage du barème technique propre au Concessionnaire sont définis comme suit :

Travaux	Seuils
Travaux d'un coût inférieur à 10 000 €	Plus ou moins 1 000 €
Travaux d'un coût supérieur ou égal à 10 000 € et inférieur à 80 000 €	Plus ou moins 8%
Travaux d'un coût supérieur ou égal à 80 000 €	Plus ou moins 5%

Afin de maintenir une continuité entre les limites des différentes plages des coûts de travaux prévues, les parties ont convenu d'ajouter 200 euros à la tolérance sur la deuxième plage et 2 400 euros à la tolérance sur la troisième plage.

Article 4 - Règlement des différends

En cas de litige concernant l'interprétation de cette présente convention ou en cas de non respect de celle-ci par l'une d'entre elles, les parties s'engagent à rechercher une solution amiable.

Le traitement des différends s'organisera conformément aux dispositions de l'article 50, intitulé « Conciliation et contestations » du cahier des charges

Article 5 - Date de prise d'effet et durée de la convention

La présente convention prend effet à compter du 1er janvier 2023. Son terme est fixé au 31 décembre 2023.

Chaque partie peut dénoncer la convention sans justification particulière en faisant part de sa décision à l'autre partie, par écrit en lettre recommandée avec accusé de réception. Le préavis sera dans ce cas de 3 mois.

Les parties conviennent que la convention est résiliée de plein droit dans le cas d'une modification du cahier des charges de distribution publique d'électricité en vigueur sur la concession du Calvados venant contredire ou modifier les dispositions de la présente convention.

Au plus tard trois mois avant l'échéance de la présente convention, les Parties se rencontreront afin d'examiner les modalités de son éventuel renouvellement.

Fait à Caen, en trois exemplaires originaux.

Le 22 décembre 2022

Pour l'Autorité concédante,	Pour le Concessionnaire,
La Présidente du SDEC-ENERGIE,	Le Directeur Régional Normandie Enedis
Madame Catherine GOURNEY-LECONTE	Monsieur Jean-Olivier MARTIN

Projet

Annexe n°1

Document type fiche de collecte

VALORISATION DES REMISES GRATUITES

N° de dossier SDEC ENERGIE				Date de mise en service	Date de saisie de la fiche		
N° de dossier ENEDIS				Technicien responsable du projet			
Aerien Type et Section		Longueur électrique	Remarques				
HTA Aerienne (ml)	54,6²						
BTA Aerienne (ml)	façade						
	T70²+ T150²						
Souterrain Type et Section		Longueur électrique	Dont : sous chaussée lourde	Dont : sous chaussée	Dont : sous trottoir	Dont : sous accotement	Dont : Terrain vierge
HTA Souterraine (ml)	95²						
	150²						
	240²						
Branchements (ml)	35²						
BTA Souterraine (ml)	95²						
	150²						
	240²						
Remarques :	Terrain rocheux			Contrôle technique (Forfait)		100,00 €	
	Forçage			Convention de droit commun			
	Forage						

Poste de Transformation	Type	Puissance	Nombre	Nombre de cellules	Remarques
Poste HTA/BTA					
Transformateur					
Mutation					

Branchements	Branchements neufs				Reprises		Remplacements	
	Coefficient (PSL)	Aerosout (type1)	Sout (type1)	Sout (type2)	Aerien	Souterrain	Aerien	Souterrain
Nombre								
Remarques :								

Dépose POSTE	Type	Puissance	N° de série du trafo	Nombre	Année de mise en service	Tension primaire
Dépose de Poste 1						
Dépose de Poste 2						

Dépose réseau	Dépose HTA (ml)	Dépose BTA (ml)
Aerien		
Souterrain		
Façade		
Dépose support	Poteau Bois	Poteau Béton
Nombre		

Commentaires : Difficultés particulières, chantier réalisé en plusieurs phases, etc...

COUTS DU CHANTIER EXPOSES EN k€ HT (le plus juste y compris le coefficient MOA,données à titre indicatif)

PARTIE A COMPLETER PAR ENEDIS

Montant en k€ HT valorisé		Fiche de valorisation correspondante à ce dossier à transmettre à l'adresse suivante : concession-valorisation@sdec-energie.fr

Annexe n°2

Annexe n° 2 : Terminologie relative à la fiche de collecte

Référence des rubriques	Définition des éléments à collecter
Référence du dossier	Numéro d'affaire AC et numéro d'enregistrement Enedis
Libellé	Libellé de l'affaire : indiquant notamment la finalité des travaux : renforcement, effacement, raccordement, ...
Date de réalisation	Par convention, la date de mise en exploitation de l'ouvrage (signature de l'AMEO, Attestation de Mise en Exploitation d'Ouvrage)
Commune	La commune ou les communes concernées par les travaux
Maître d'ouvrage	Maître d'ouvrage des travaux sur le réseau public de distribution d'électricité objet de la fiche
Collecteur (nom et coordonnées)	Nom et coordonnées de la personne qui a renseigné la fiche Donner une adresse électronique pour faciliter les échanges dématérialisés
Date saisie de la fiche	Date d'établissement de la fiche
HTAA, BTAA	
Remarque éventuelles associées à la réalisation des travaux sur réseau aérien	Remontées aérosouterraines : préciser le nombre
HTAS, BTAS	Saisir les longueurs électriques en souterrain (cf. commentaire 1)
Branchements	Lors des travaux d'effacement ou de renforcement en technique souterraine, on indique le nombre de branchements en reprise et en remplacement, et on comptabilise la longueur totale du câble 35 mm². NB : Le parcours de branchement en tranchée commune avec un câble de réseau ne doit pas être pris en compte
En terrain vierge	Correspond à une tranchée mécanisée en terrain naturel
Sous accotement	Correspond à une tranchée en bord de route sous accotement enherbé, à des trottoirs sans revêtement ou en zone d'aménagement ou lotissement neuf dès lors que le remblaiement en graves est rendu nécessaire Conformément à la charte « qualité des travaux en tranchées » signée dans le Calvados, si la tranchée sous accotement se situe à moins d'un mètre du bord de la chaussée, la tranchée sera à valoriser comme une tranchée sous chaussée sans réfection.
Trottoir type : enrobé, sablé, asphalte, pavé	Cf commentaire 4
Chaussée, Chaussée lourde	Cf commentaire 4

Projet

Référence des rubriques	Définition des éléments à collecter
Terrain rocheux	Ce type de terrain est valorisé par l'outil VRG comme une tranchée sur chaussée lourde En cas d'utilisation de moyens exceptionnels, le préciser en commentaires (cf. ci-dessous) L'Autorité concédante transmet le volume (m^3) et le surcoût réel relatif à la suppression du terrain rocheux.
Commentaires sur terrassement	- Forage ou tubage : préciser la longueur réalisée dans cette technique, et le coût associé (ajouter cette longueur dans la colonne terrain vierge de la fiche collecte) - Impositions particulières de règlement de voirie : préciser la nature et le surcoût engendré - Utilisation de moyens exceptionnels : préciser la nature et le surcoût engendré - le coût réel relatif à la signature de convention SNCF et de servitude de droit commun.
Poste HTA/BT – Type	Le type est précisé suivant la codification suivante : PRCS – PSSA – PSSB – Cabine Préfabriqué – PUIE – Maçonné – H61
Fourniture transfo. Puissance	Préciser le nombre de transformateurs et leur puissance (50 – 100 – 160 – 250 – 400 – 630 kVA)
Mutation transformateur	Puissances et nombre de transformateurs mutés
Remarques sur les postes	Cellules installées dans le poste : préciser le nombre « Habillage » de poste : préciser l'imposition particulière liée aux prescriptions d'urbanisme ou environnementales, et le surcoût engendré
Branchements neufs	Collectif : préciser le nombre de points de livraison (services communs et logements)
	Aérosouterrain (avec terminal client (type 1)), Souterrain (avec terminal client(type 1)),, Souterrain (sans terminal client(type 2)) : préciser à chaque fois le nombre
	Terminal réseau : partie du branchement entre le réseau souterrain et le coffret ou borne de branchement en limite de domaine privé (ex liaison A) ; par exemple : cas des lotissements nus Terminal client : partie du branchement entre l'extrémité du terminal réseau et le disjoncteur client (ex liaison B) comprenant la liaison, le comptage, le disjoncteur
Reprise	Branchement existant conservé et raccordé sur un nouveau réseau (cas des travaux d'enfouissement ou de renforcement en technique souterraine pour lesquels les coffrets existent déjà en limite de propriété)
Remplacement	Correspond à la dépose de branchements et à leur remplacement lors des renforcements ou effacements de réseau aérien (cas pour lesquels les coffrets n'existent pas en limite de propriété).
Commentaires sur branchements (cf. commentaire N°3)	Nombre d'usagers avec une puissance supérieure à 36 kVA : préciser le nombre pour chacune des rubriques Nota : l'identification de ces usagers est nécessaire dans la mesure où l'outil VRG prend en compte de manière distincte les branchements selon que la puissance est inférieure ou égale à 36 kVA ou supérieure à 36 kVA (éléments constitutifs différents : coffret, câbles (section), ...).

Référence des rubriques	Définition des éléments à collecter
Dépose	Prendre la longueur géographique (cf. commentaire N°1) Le type de poste déposé est à préciser en commentaire
Commentaires sur l'affaire	Signaler autant que nécessaire les spécificités du chantier qui ne sont pas signalées en commentaires de chaque type d'ouvrage. Il est important de signaler à Enedis les spécificités dans la mesure où l'outil VRG se fonde sur des coûts moyens. Certaines spécificités peuvent conduire à un complément de valorisation (cf. commentaire N°2).
Coûts exposés en k€	Il s'agit ici de donner à Enedis un coût réel des travaux réalisés. L'objectif est de permettre à Enedis de mesurer l'écart entre la valorisation obtenue à l'aide de VRG et le coût réel des travaux. C'est en fonction de la comparaison de cet écart avec les seuils d'alerte définis par la présente convention qu'Enedis doit ou non se rapprocher du maître d'ouvrage. Le coût réel doit clairement identifier les coûts associés aux spécificités de chantier (cf. commentaire N°2).

Commentaire n°1 : relatif aux longueurs électriques et géographiques :

La fiche de collecte VRG doit indiquer les longueurs électriques et non les longueurs géographiques.

La longueur géographique correspond à la représentation planimétrique des réseaux aériens et souterrains ;

La longueur électrique correspond à la longueur de câbles posés, en prenant aussi en compte les longueurs de câbles posés dans les postes, les coffrets et sur les remontées aéro- souterraines. Pour les réseaux aériens, est aussi prise en compte la flèche entre les supports.

Dans le cadre de la dépose de réseau en fils nus, la longueur à prendre en compte est la longueur électrique.

NB : Enedis exerce un contrôle de cohérence entre longueurs électriques et longueurs géographiques, et signale au maître d'ouvrage les éventuelles incohérences détectées entre la longueur géographique résultant de la mise en cartographie de l'ouvrage par Enedis et les longueurs mentionnées dans la fiche de collecte.

Commentaire n°2 : relatif aux spécificités de chantier :

L'outil VRG est fondé sur des coûts moyens représentatifs des travaux réalisés par les autorités concédantes.

Certaines spécificités de chantier doivent être signalées à Enedis pour que leur valorisation soit prise en compte (Enedis doit tenir compte des spécificités de la charte « qualité des travaux en tranchées » signée dans le Calvados). C'est le cas pour :

- La prise en compte d'obligations réglementaires et/ou d'urbanisme opposables à tout maître d'ouvrage intervenant sur le réseau public de distribution d'électricité ;
- Des techniques de pose particulières : fonçages ou tubages
  Nota sur la pose sous fourreaux : l'outil de valorisation prend en compte une proportion de pose sous fourreaux ; si l'Autorité concédante est amenée à poser des ouvrages sous fourreaux, ceux-ci pourront être valorisés (raison à préciser dans le cadre de la fiche VRG) en complément des coûts moyens (hors pose de fourreaux en attente) ;

Projet

- La ou les conventions de servitude nécessaires ;
- Les démolitions de poste de transformation électrique autres que les postes de type H61 et les postes « tour » ;
- Des travaux d'élagage exceptionnel (hors celui normalement assuré) ;
- La mobilisation de moyens exceptionnels (par exemple en terrain très accidenté ou rocheux) ;
- Les travaux réalisés en plusieurs phases non consécutives ;

Les spécificités doivent être précisément documentées auprès d'Enedis Les surcoûts associés à chacune d'entre elles doivent être identifiés dans la fiche de collecte VRG.

Remarque sur les grilles de fausse coupure (GFC) : leur multiplication est source d'augmentation des longueurs de câble de branchements ; ce cas se présente souvent sur des chantiers d'effacement ou de renforcement en technique souterraine. La valorisation des longueurs des câbles de branchements avec l'outil VRG compensent en grande partie cette particularité. Le nombre de GFC peut être indiqué dans la fiche de collecte VRG, pour un éventuel ajustement de la valorisation des travaux.

Commentaire n°3 : relatif aux travaux de raccordement

Un raccordement peut comprendre un branchement, une extension du réseau de distribution publique et un renforcement du réseau dû à cette extension. Il est préconisé que la fiche de collecte soit dédoublée si les travaux de raccordement incluent d'autres travaux. Ce dédoublement permet de distinguer les seuls travaux éligibles à la PCT des autres travaux.

Sur la valorisation des ouvrages réalisés dans le cadre de l'article L.332.15 al.4 du code de l'urbanisme (raccordements de moins de 100 m) : les ouvrages sont valorisés sur la base de ce qui a été physiquement posé, que ce soit en technique dite de réseau ou en technique dite de branchement.

Si l'ensemble est immobilisé en branchement, les ouvrages sont cependant clairement identifiés dans la cartographie des réseaux de distribution publique (notamment afin d'en interdire la réutilisation pour raccorder d'autres utilisateurs).

Il est également préconisé que l'Autorité concédante maître d'ouvrage précise ou rappelle, dans la fiche de collecte VRG, les ouvrages réalisés dans le cadre de cette disposition du code de l'urbanisme.

Commentaire n°4 : Types de terrain (sous trottoir, sous chaussée)

L'outil VRG valorise de manière identique les deux types de pose sous trottoir.
Enedis précise que les éventuelles différences de coûts ne justifient pas une distinction dans la modélisation de l'outil VRG. Celui-ci pourra toutefois être amené à évoluer selon les retours d'expérience.

Il en va de même pour les deux types de chaussée.

Commentaire n°5 : Frais de dépose

Les coûts de dépose sont valorisés dès lors qu'ils peuvent être associés à des coûts de construction.

Commentaire n°6 : Coût d'enfouissement de l'éclairage public

Les travaux de mise en conformité EP réalisés, quelle que soit la maîtrise d'ouvrage, à l'occasion de travaux d'électrification ne sont pas entrés dans les immobilisations par Enedis.
A ce titre, ils n'ont pas à figurer dans les fiches de collecte.

Projet

Annexe n°3
Fiche de valorisation (modèle)

PGI
ing-e-pilot

Affaire :
Numéro :

Chiffrage VRG | Récapitulatif par affaire

Chiffrage VRG

VALORISATION DES REMISES GRATUITES
Valorisation n°
Libellé
Coefficient Correctif

N°PGI	Libellé	Chargé d'affaire	Commune	Date valorisation

Lignes de valorisation
Coût complet de canalisations souterraines

ETI	LIBELLE	Coût	Chaus.	Coût	LONGUEUR Trot./dur.	Coût	ELECTRIQUE Accot.	Coût	Ter. vier.	Valorisation
D20201										
D30302										
D30101										
D30101										

Récapitulatif (Y compris les éventuelles déposes)

Total valorisation VRG :
Valorisation complémentaire (en plus ou en moins) hors VRG : Libellé: (non renseigné) Montant en € (non renseigné)
Valorisation totale affaire :
Coût exposé indiqué par le concédant : Montant en € (non renseigné) (non renseigné)

Date AMEO :

Informations sur travaux de dépose réseau aérien et poste H61 (Total : .....)

LIBELLE	Coût unitaire	Longueur électrique	Valorisation
Dépose de réseau aérien BT suite au renouvellement			
Dépose de réseau aérien HTA suite au renouvellement			

Convention d'échanges dans le cadre de l'exécution des travaux du SDEC ENERGIE

Entre les soussignés :

- **Syndicat Départemental d'Energies du Calvados usuellement** dénommé SDEC ENERGIE 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 la Présidente Mme. Catherine GOURNEY-LECONTE dûment habilitée à cet effet par délibération du comité syndical du 15 décembre 2022 domicilié Esplanade Brillaud de Laujardière, ZAC de la Folie Couvrechef, Porte de l'Europe, CS 75046-140077 Caen Cedex 5,

désigné(e) ci-après **« l'Autorité concédante », d'une part,**

et, d'autre part,

- **Enedis**, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles 92079 Paris La Défense, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par **Monsieur Jean Olivier MARTIN**, Directeur Régional Enedis, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 1er avril 2021 par Mme la Présidente et les membres du Directoire d'Enedis, faisant élection de domicile au 9, Place de la Pucelle, 76024 Rouen Cedex,

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

et ensemble « les Parties ».

Exposé des motifs

Les parties ont conclu, le 29 juin 2018, une convention de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs règlementés de vente.

Au titre de cette convention, l'Autorité concédante a concédé, dans les conditions prévues par le code général des collectivités territoriales et par le code de l'énergie, au Concessionnaire, la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, sans préjudice de l'exercice de la maîtrise d'ouvrage par l'Autorité concédante, aux conditions du cahier des charges annexé à ladite convention.

L'article 14 dudit cahier des charges (1°) organise les échanges entre l'Autorité concédante et le Concessionnaire préalablement aux travaux et précise notamment que :

- Dans ce cadre le Concessionnaire transmet au concédant **au moins trois semaines à l'avance**, sauf cas d'urgence dont il rend compte, les pièces constitutives de la consultation réglementaire prévue pour l'établissement des ouvrages sur le réseau concédé.

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

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.

Les modalités de remise au Concessionnaire des ouvrages construits ou modifiés par l'Autorité concédante sont définies par l'article 14 du cahier des charges.

Les échanges entre les parties dans le cadre de la valorisation des ouvrages sont décrits dans la convention relative à la valorisation par le Concessionnaire des ouvrages construits sous la maitrise d'ouvrage de l'Autorité concédante.

Dans ce cadre, les parties ont souhaité renforcer leurs échanges préalablement aux travaux et préciser les modalités de mise en œuvre de ces échanges lorsque les travaux sont en cours ou ont été réalisés. Une première convention d'échanges dans le cadre de l'exécution des travaux du SDEC ENERGIE conclue le 29 juin 2018 arrive à son terme le 31 décembre 2022.

Les partie ont décidé de la reconduire et donc ont convenu ce qui suit :

Article 1 – Echanges liés à la réalisation des travaux

1) Echanges dans le cadre des études et de la conception des réseaux

Pour les travaux dont l'Autorité concédante assure la maîtrise d'ouvrage, les parties conviennent d'échanger à l'envoi de l'avant-projet sommaire (APS) visé à l'article 14 1 du cahier des charges, afin d'optimiser ou d'adapter au mieux la solution technique qui sera mise en œuvre par l'Autorité concédante.

Dans ce cadre, l'Autorité concédante transmet un avant-projet, c'est-à-dire un plan à une échelle appropriée sur lequel figure le tracé des canalisations électriques et l'emplacement des autres ouvrages électriques projetés, au moins trois semaines avant la consultation visée à l'article R323-25 du code de l'énergie.

Ces éléments seront analysés par le Concessionnaire, qui transmettra un avis sur la solution technique projetée à l'Autorité concédante dans un délai de 10 jours ouvrables .

L'Autorité concédante s'engage à communiquer les avant-projets au fil de l'eau.

A l'appui de cet avis, le Concessionnaire transmet un plan localisant notamment les informations suivantes :

- Référence du dossier SDEC ENERGIE et référence du dossier Enedis,
- Etat initial :
  - L'état du réseau existant et des différentes contraintes électriques par dipôle avant travaux (état initial) comprenant le type de la contrainte et la représentation de sa valeur (contrainte de tension, d'intensité, surcharge de transformateur),
  - le nombre d'usagers concernés, le nombre de contrats C4 (puissance entre 36 et 250kVA), le nombre de producteur,
  - le nom et numéro des postes de transformation HTA/BT concernés par les travaux, son coefficient d'utilisation, sa puissance et sa tension nominale de sortie (400 V ou 410 V),
  - les caractéristiques techniques des ouvrages concernés par les travaux : type de câbles,

PROJET

- de préciser si des travaux sont envisagés par Enedis sur le réseau concerné,
- Etat après travaux avec projection d'une évolution des charges sur 10 ans (2% par an) :
  - l'état du réseau avec l'ensemble des informations ci-dessus mises à jour (technique et type de câble, chute de tension…).

2) Echanges lors de la préparation du chantier

a. Le dossier de mise en exploitation de l'ouvrage (DMEO)

L'envoi du DMEO matérialise l'étape prévisionnelle de mise en exploitation d'un ouvrage.

Le DMEO est établi pour tout ouvrage neuf (hors branchements individuels inférieurs à 36 kVA) et, pour les ouvrages existants, à chaque fois que les conditions de procédure d'accès à l'ouvrage sont modifiées (modification du schéma d'exploitation ou toute modification qui entraîne une mise à jour du SIG).

Le dossier de mise en exploitation de l'ouvrage est composé :
- Du formulaire de la demande de mise en exploitation de l'ouvrage,
- De l'Avant-Projet Définitif - APD (documents communiqués dans le cadre de la consultation de l'article R323-25 du code de l'énergie) ;
- d'un schéma électrique complété par l'identification des appareils (Poste Source, départ HTA, code GDO, repère, nom, caractéristiques des ouvrages, identification des extrémités, des RAS HTA…) pour les ouvrages HTA et BT ; au plus tard le 1er janvier 2022.
- de la date prévisionnelle du transfert de l'ouvrage vers l'exploitant ;

b. Demande de travaux Electrique (DTE)

La DTE est émise par le prestataire de l'Autorité concédante. Elle décrit la typologie des travaux et définit le calendrier de mise en service.

En réponse, Enedis confirme une date de mise en service et le cas échéant expose des prestations chiffrées.

L'AUTORITÉ CONCÉDANTE valide la date de mise en service et si nécessaire le devis associé à la prestation.
.

c. La fiche de déroulement des opérations

Un chantier « complexe » nécessite une réflexion en amont avec la constitution d'un phasage du chantier associé à une Fiche de Déroulement des Opérations (FDO).

Une réunion de préparation de chantier sera obligatoirement organisée pour définir le phasage des opérations et les accès électriques à préparer. Cette réunion de préparation est la garantie d'une gestion et d'une coordination des accès maîtrisés.

La FDO est rédigée conjointement par le Chargé de Projet (coordination des travaux) de l'Autorité concédante ou de l'entreprise mandatée par l'Autorité concédante et le Responsable Identifié de la Préparation (RIP) Enedis afin de coordonner les accès et les mises sous tension.

Le Chargé de Projet de l'Autorité concédante ou de l'entreprise mandatée par l'Autorité concédante et le RIP doivent se concerter sur un phasage prévisionnel du chantier en considérant :
- les différentes phases de travaux (entreprise réalisatrice) entraînant des mises en exploitation, des mises sous tension, des mises hors exploitation et des phases d'accès associées à des modifications éventuelles ;
- les plans et schémas électriques et repérage correspondants aux différentes phases de travaux ;

PROJET

- le planning de réalisation avec les étapes de coordination.

.
Le modèle de FDO constitue l'annexe 1 de la présente convention.

3) Mise en exploitation des ouvrages

a. La possibilité de mise en exploitation des ouvrages (PMEO)

Le Chargé de Projet de l'Autorité concédante ou de l'entreprise mandatée par l'Autorité concédante déclenche le transfert d'ouvrage à l'exploitant par l'établissement d'une Possibilité de Mise en Exploitation de l'Ouvrage, après réception par Enedis de l'ensemble des Attestations d'Achèvement de Travaux (AAT) signées des entreprises réalisatrices.

Au moment où est sollicitée la possibilité de mise en exploitation de l'ouvrage (PMEO), les documents suivants sont transmis au Concessionnaire :

- Plan PDF correspondant au DGN ;
- Fichiers de points d'acquisition au format « CSV » ;
- Fichier de représentation au format DGN ;
- Attestation de Conformité (AC) prévu dans l'article R323-30 ;
- le dossier des ouvrages construits (DOC). Il devra, a minima, comporter le schéma électrique et le repérage des ouvrages, la mise à jour des valeurs de terres avec les valeurs relevées après les travaux ;
- les tenants et les aboutissants de l'ouvrage (ces précisions revêtent un caractère indispensable, notamment lors de l'établissement d'une PMEO « partielle ») ainsi que leur état physique (raccordé à… ; mis en court-circuit et à la terre ; capotés).

Le contenu du PGOC est reporté en annexe 2 à la présente convention.

Si des modifications majeures ont été effectuées entre l'APD et la réalisation des travaux, l'Autorité concédante s'engage à communiquer ces modifications en amont de la PMEO en précisant la nature exacte de celles-ci.

b. L'Avis de Mise en Exploitation de l'Ouvrage (AMEO) ou le Refus de Transfert de Responsabilité

A la réception de la PMEO, Enedis vérifie que le dossier est complet et que l'ouvrage neuf est conforme au projet et exploitable.
Au besoin, Enedis réalise un contrôle visuel dans un délai de deux jours ouvrés à compter de la date d'envoi de la PMEO. Ce contrôle est effectué sans délivrance d'accès électrique (état physique, étiquetage des ouvrages, contrôle visuel de conformité…).

Si les résultats des contrôles ne permettent pas de prononcer la mise en exploitation de l'ouvrage, Enedis refuse le transfert de responsabilité et retourne la PMEO datée et signée à l'Autorité concédante en mentionnant le motif du refus (sous 48h00).

La mise en exploitation de l'ouvrage par Enedis est matérialisée par l'Avis de Mise en Exploitation de l'Ouvrage (AMEO) transmis à l'Autorité concédante et l'entreprise mandatée par l'Autorité concédante sous 48h00.

c. Le contrôle de schéma électrique (CSE)

Enedis procède à un contrôle exhaustif du schéma électrique dans le cadre d'un accès électrique au réseau dans les délais les plus brefs possibles.

Au cas où l'ouvrage n'est pas exploitable, que le contrôle du schéma électrique met en évidence une anomalie ou en cas de constat de malfaçons ou de non-conformité (incluant les matériels, y compris les logos non conformes) nécessitant une intervention, Enedis rédige et signe un Avis de Mise Hors Exploitation de l'Ouvrage (AMHEO) en précisant tous les points demandant correction.

Une nouvelle PMEO est nécessaire après réalisation des travaux de mise à niveau.

Dans le cas d'une AMHEO suite au contrôle de schéma électrique la responsabilité de l'ouvrage est transférée au chargé de projet de l'Autorité concédante.

d. **La mise hors exploitation d'un ouvrage**

La Mise Hors Exploitation d'un Ouvrage (MHEO) est prononcée par Enedis.
Un ouvrage ne peut être considéré hors exploitation que s'il ne comporte aucun point commun avec un ouvrage en exploitation ou pouvant être mis en exploitation.

Le déraccordement doit être visible du chantier ou à minima accessible par continuité visuelle en se déplaçant depuis le lieu du chantier en vue de pouvoir établir l'avis de la MHEO.

La mise hors exploitation de l'ouvrage sera préparée par le RIP et mise en vigueur dans la continuité du dernier accès du chantier sur sollicitation de l'entreprise réalisatrice des travaux. L'entreprise réalisatrice transmettra les éléments nécessaires à la mise hors exploitation au chargé d'exploitation.

La Mise Hors Exploitation d'un Ouvrage (MHEO) est matérialisée par le document « Avis de Mise Hors Exploitation d'un ouvrage » (AMHEO) qui formalise le transfert de responsabilité de l'ouvrage entre Enedis et l'Autorité concédante et la fin de la nécessité de disposer d'un accès électrique.

Article 2– Règlement des différends

En cas de litige concernant l'interprétation de cette présente convention ou en cas de non-respect de celle-ci par l'une d'entre elles, les parties s'engagent à rechercher une solution amiable.

Article 3 – Date d'effet, durée de la convention résiliation.

Les dispositions de la présente convention prennent effet le 1er janvier 2023, pour expirer le 31 décembre 2023. Un groupe de travail est mis en place afin de mesurer l'intérêt de faire évoluer le contenu de la convention d'échanges.

Ce groupe de travail se réunira autant que nécessaire à compter du 1er janvier 2023 et jusqu'à son terme, afin d'évaluer les modifications éventuelles à apporter à la convention initiale compte-tenu :

- D'une part des modifications apportées à l'arrêté technique du 17 mai 2001, et à la documentation technique de référence publiée par le gestionnaire du réseau de distribution depuis l'entrée en vigueur de la convention d'échanges susmentionnée,
- Et d'autre part de l'entrée en vigueur du guide de conception du réseau de distribution. A l'issue de la validation du guide, les parties intègreront les dispositions du guide à la convention.

Chaque partie peut dénoncer la convention sans justification particulière en faisant part de sa décision à l'autre partie, par écrit en lettre recommandée avec accusé de réception. Le préavis sera dans ce cas de 6 mois.

Les parties conviennent que la convention est résiliée de plein droit dans le cas d'une modification du cahier des charges de distribution publique d'électricité en vigueur sur la concession du Calvados venant contredire ou modifier les dispositions de la présente convention.

Les parties à la convention portent les modalités arrêtées dans le présent document à la connaissance de ses interlocuteurs et prestataires et veille à la bonne application de cette convention.

Article 4 – Formalités

La présente convention est dispensée de droit de timbre et des formalités d'enregistrement.
Les parties aux présentes ont signé cette convention en 3 exemplaires originaux.

Fait à Caen, en trois exemplaires originaux

Le 22 décembre 2022

Pour l'Autorité concédante,	**Pour le Concessionnaire,**
La Présidente du SDEC-ENERGIE,	Le Directeur Régional Normandie Enedis
Madame Catherine GOURNEY-LECONTE	Monsieur Jean-Olivier MARTIN

PROJET

ANNEXE 1 : Exemple de FDO

PROGRAMMATION DE CHANTIER N°D xxx / xxxxx

Date de MEO prévue : 07/04/2014 Affaires liées : .....

Libellé du Chantier : ..... Commune : ..... N° classement ou N° GAEL : ..... PLAN : .....

Rédacteur (s) : ..... Programmateur : ..... Poste HTA/BT : .....

Entreprise 1 : ..... Intervenant entreprise 1 : ..... Nom dép BT : .....

Nom poste source : .....

Nom dép HTA : .....

☐ FDO acceptée
☐ FDO refusée
☐ FDO validée

Chargé de Projet / Chef de Projet : ..... Chargé d'Exploitation : .....

CONSISTANCE DES TRAVAUX FDO PROJET

N°	Dates	Heures	Intervenant	Descriptif des Travaux	Accès	Entité coupure	Compte rendu du chargé d'exploitation
1			.....		N°		
2			.....				
3			.....				
4			.....				
5			.....				
			.....				

Validation Chargé de Projet / Chef de Projet	Validation Chargé d'Exploitation .....

ANNEXE 2 : PGOC

PGOC (Plan Géo-référencé des Ouvrage Construit) livrable exigé à la PMEO comprenant :

Les plans

1.1. Cartouche (page de garde) avec mention Plan conforme, dates, et information sur l'entreprise travaux et entreprise ayant réalisé le géo-référencement des nouveaux ouvrages construits.

1.2. Plan de situation.

1.3. Tableau des longueurs.

1.4. Plan de dépose et ou abandon.

1.5. Un plan géo-référencé des ouvrages objet des travaux au format DGN dans le système de projection RGF93 CC49.

1.5.1. Fond de Plan

Le tracé des ouvrages aura pour support un fond de plan géo-référencé

1.5.2. Identification des ouvrages

- Outre la justesse du positionnement géo-référencé des ouvrages, le tracé des réseaux et branchements doit être clair et sans équivoque. Le tracé doit mentionner le type d'énergie des réseaux (HTA, BT), l'identification des branchements et des protections mécaniques (tels que les fourreaux ou les plaques de protection).
- Concernant les éléments ponctuels (accessoires, affleurant…), ils seront eux aussi représentés de façon claire et sans équivoque.
- Les accessoires devront posséder leurs références (étiquettes) et marques.

1.5.3. Identification des points levés

- Les points topographiques levés devront être symbolisés par un point. Ces points devront obligatoirement se situer sur le tracé de l'ouvrage levé correspondant (linéaire et éléments ponctuels). Le report des ouvrages objets des travaux ne devra être source d'aucune ambigüité de lecture. La position de chaque point doit permettre une identification claire de l'élément de l'ouvrage qu'il représente : le centre du symbole doit être sur la ligne du réseau qu'il représente.
- Les points seront accompagnés de l'information textuelle de l'altimétrie (Z) exprimée en mètre avec deux décimales. Les profondeurs atypiques à reporter s'écrivent entre parenthèse, en mètres avec deux décimales et sont assimilées à des textes du réseau auquel ils se rapportent. Le numéro d'identifiant du point sera aussi mentionné.

1.6. Un fichier CSV décrivant la position des ouvrages objets des travaux ainsi que leurs caractéristiques devra être structuré ainsi :

matricule	X	Y	Z	Profondeur atypique	codification	code de projection	commentaire
1	0,00	0,00	0,00	(0,00)	.....	CC49	.....

1.6.1. L'identifiant du point ou matricule correspondant (identique à celui du DGN)

1.6.2. Coordonnée X de l'ouvrage levé

1.6.3. Coordonnée Y de l'ouvrage levé

1.6.4. Altimétrie Z de l'ouvrage levé

1.6.5. Profondeur atypique si existante

1.6.6. Codification permettant d'identifier le type d'ouvrage correspondant (cf : table de correspondance ci après)

1.6.7. Code de projection CC49

1.6.8. Commentaires (toute information supplémentaire jugée nécessaire, notamment des informations aidant a l'identification sans ambigüité du point et ou de l'ensemble de points définissant l'ouvrage auquel il appartient

1.7. Un plan PDF représentation fidèle correspondant au DGN au format A3, pour des questions de lisibilité, l'échelle de représentation demandée sera du 1/200 le PDF pourra être composé de plusieurs pages.

PROJET

Table de correspondance

Type d 'ouvrage	Codification
Câble HTA construit	C_HTA
Câble HTA abandonné	AB_HTA
Câble BT construit	C_BT
Câble BT abandonné	AB_BT
Câble branchement construit	C_BRCHT
Câble branchement abandonné	AB_BRCHT
Remontée aéro-souterraine	C_RAS
Fourreau	PM_FOUR
Protection mécanique (hors fourreau)	PM_DIV
Autre réseaux (EP, VDC, TLR, TLC)	AR_EP AR_VDC AR_TLR AR_TLC
Boite sous trottoir	AFF_BST
Poteau	AFF_POT
Poste	AFF_POS
Coffret électrique	AFF_CE
Coffret RemBT	AFF_CRBT
Armoire	AFF_ARM
Boite de jonction	ACC_BJ
Boite de dérivation gauche	ACC_BDG
Boite de dérivation droite	ACC_BDD
Bout perdu	ACC_BP

PROJET

PROJET

CONVENTION DE MISE À DISPOSITION ET D'UTILISATION D'UNE PLATE FORME D'ECHANGE DEMATERIALISEE "e-Plans"

Entre les soussignés :

- **Syndicat Départemental d'Energies du Calvados usuellement** dénommé SDEC ENERGIE 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 la Présidente **Madame Catherine GOURNEY-LECONTE** dûment habilitée à cet effet par délibération du comité syndical du 15 décembre 2022 domicilié Esplanade Brillaud de Laujardière, ZAC de la Folie Couvrechef, Porte de l'Europe, CS 75046-140077 Caen Cedex 5,

désigné(e) ci-après **« l'Autorité concédante »,** d'une part,

et, d'autre part,

- **Enedis,** gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles 92079 Paris La Défense, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par **Monsieur Jean Olivier MARTIN,** Directeur Régional Enedis, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 1er avril 2021 par Mme la Présidente et les membres du Directoire d'Enedis, faisant élection de domicile au 9, Place de la Pucelle, 76024 Rouen Cedex,

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

et ensemble « les Parties ».

Exposé des motifs

Les parties ont conclu, le 29 juin 2018, une convention de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs règlementés de vente.

Au titre de cette convention, l'Autorité concédante a concédé, dans les conditions prévues par le code général des collectivités territoriales et par le code de l'énergie, au Concessionnaire, la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, sans préjudice de l'exercice de la maîtrise d'ouvrage par l'Autorité concédante, aux conditions du cahier des charges annexé à ladite convention.

Pour mener à bien des missions de maîtrise d'ouvrage et pour l'organisation de la construction des réseaux, les formats des différents documents, plans d'étude, dossiers administratifs, plans travaux et Plans Géoréférencés des Ouvrages Construits ont été adaptés à un usage par des moyens électroniques, précisé dans la charte de présentation et échanges électroniques.

Par ailleurs, la procédure d'établissement des ouvrages de distribution publique d'électricité a été modifiée par le décret n°2011-1697 du 1er décembre 2011 relatif aux ouvrages des réseaux publics d'électricité et des autres réseaux d'électricité abrogé par le décret du n°2015-1823 du 30 décembre 2015 codifié aux articles R.323-25 et suivants du Code de l'énergie.

Il appartient au maître d'ouvrage des travaux d'organiser la consultation au titre des procédures de déclaration préalable et d'approbation à l'égard des services de l'Etat et de tous les services intéressés.

Dans ce contexte, Le Concessionnaire a créé et développé une application internet permettant de dématérialiser les échanges de données, afin de permettre un traitement plus rapide, plus simple et plus fiable des dossiers d'établissement d'ouvrages.

Article 1 - Objet de la convention

Cette convention a pour objet de définir le cadre juridique, technique et financier et les modalités d'échanges dans lequel le Concessionnaire met à disposition de l'Autorité concédante l'application e-Plans, outil de dématérialisation des échanges relatifs à l'établissement de nouveaux ouvrages de distribution publique d'électricité.

Article 2 – Description de l'application et nature des informations échangées sur e-Plans

L'application e-Plans est une application internet accessible uniquement par les personnes habilitées selon leur fonction et leur rôle, par un code et un mot de passe. Etant précisé que chaque intervenant n'a les droits d'accès qu'aux affaires qui le concernent.

Elle permet d'organiser entre le Concessionnaire et l'Autorité concédante, pour les affaires sous la maitrise d'ouvrage de ce dernier, les échanges de documents nécessaires à la validation des projets et à la mise en exploitation des réseaux électriques de distribution publique.

Les documents et plans électroniques sont aux formats tels que définis dans la charte de présentation et échanges électroniques.

Le Concessionnaire, propriétaire et gestionnaire de l'application e-Plans, s'engage à délivrer selon leur rôle, un accès par code et mot de passe aux entreprises titulaires et sous-traitantes désignées par l'Autorité concédante.

Article 3 – Propriété intellectuelle

Le Concessionnaire en tant que créateur et propriétaire de l'application e-Plans, détient tous les droits accordés aux auteurs par le Code de la propriété intellectuelle.

La présente convention n'opère en aucun cas le transfert des droits de propriété intellectuelle au profit de l'Autorité concédante.

Par la présente, le Concessionnaire cède à l'Autorité concédante, pour ses propres besoins, un droit d'usage du site Internet e-Plans.

Article 4 – Fonctionnement de l'application au titre du décret n°2015-1823 du 30 décembre 2015 codifié aux articles R.323-25 et suivants du Code de l'énergie

Le Concessionnaire, lorsqu'il est maître d'ouvrage, invite l'Autorité concédante et les autres services intéressés au titre du décret du n°2015-1823 du 30 décembre 2015 codifié aux articles R.323-25 et suivants du Code de l'énergie, à consulter le dossier d'établissement d'un projet de nouvel ouvrage, dans la cadre de l'article R.323-25 (procédure de consultation) du décret précité.

PROJET

Article 5 – Réalisation des travaux sous maîtrise d'ouvrage de l'Autorité concédante

L'application e-Plans permet de déposer et d'échanger à différentes étapes d'une affaire et dans des espaces dédiés, les documents nécessaires notamment lors de la réalisation des études techniques et de la mise en exploitation des ouvrages de réseaux électriques de distribution publique. Elle permet également notamment les échanges, entre le Concessionnaire et l'Autorité concédante, sur les solutions techniques des Avant-Projets Sommaire (APS).

L'application e-Plans est structurée par affaire à partir d'un numéro de dossier généré par le Concessionnaire avec la référence au numéro de Dossier de l'Autorité concédante.

Les différentes étapes de traitement et d'échange entre le Concessionnaire, l'Autorité concédante et ses prestataires sont décrites dans les annexes 1 et 2.

Après habilitation à l'application e-Plans des entreprises titulaires et sous-traitantes des marchés travaux de l'Autorité concédante, l'accès par affaire et pour chaque entreprise est donné par l'Autorité concédante.

Chacune des actions et interventions dans l'application sera enregistrée et tracée pour chaque affaire, avec le jour, l'heure et le nom de l'intervenant.

Article 6 – Fonctionnement de l'application pour la mise en œuvre du protocole de VRG (Valorisation Remise Gratuite)

L'application e-Plans permet à l'Autorité concédante et aux Concessionnaire de déposer et d'échanger dans des espaces dédiés, les différents documents ou données nécessaires au déroulement du protocole VRG.

Article 7 – Maintenance et développement de l'application

Le Concessionnaire assure le développement et la maintenance de l'application e-Plans et pourra être amené à réaliser les adaptations nécessaires à l'évolution de l'activité ou des règles en vigueur.

A la demande de l'Autorité concédante pour les affaires sous sa maîtrise d'ouvrage, le paramétrage de l'application e-Plans pourra être adapté à ses besoins, sous réserve que cela soit possible et compatible avec les évolutions de l'application « e plan ».

L'Autorité concédante accepte que des dysfonctionnements techniques provoquant l'indisponibilité de l'application e-Plans puissent avoir lieu, ne permettant pas temporairement son utilisation le temps de la maintenance ou de la réparation.

Les parties conviennent qu'en cas de dysfonctionnement de l'application e-Plans, chacune devra prendre les mesures adaptées, consistant par exemple dans l'envoi des documents par message électronique ou par courrier papier aux services intéressés, sans pouvoir mettre en cause pour quelque motif que ce soit, la responsabilité du Concessionnaire.

Article 8 – Archivage des données

Les documents sont conservés dans l'application e-Plans pendant la durée de vie de l'affaire puis sont archivés par le Concessionnaire.

Par sécurité, Enedis propose à l'AODE de réaliser l'archivage technique et administratif de ses dossiers indépendamment de l'application e-Plans et d'en donner accès au SDEC ENERGIE.

Article 9 – Conditions financières de mise à disposition de l'application

L'usage de l'application e-Plans est accordé à l'Autorité concédante à titre gratuit en contrepartie de l'avantage que représente cette application en termes d'efficacité des échanges (gain de temps et fiabilité), de traçabilité et de coordination notamment pour la mise en exploitation des ouvrages par le Concessionnaire.

Article 10 – Obligations de l'Autorité concédante relatives à l'usage et la diffusion des données transmises

Les informations transmises par la présente convention sont susceptibles de contenir des informations commercialement sensibles telles que définies à l'article L.111-73 du code de l'énergie et aux articles R.111-26 et suivants du Code de l'énergie, dont la confidentialité doit être préservée.

L'Autorité concédante s'engage à tout mettre en œuvre pour éviter toute divulgation ou utilisation anormale des informations ainsi transmises et ne pas porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi et ce conformément l'article L.111-73 du code de l'énergie et aux articles R.111-26 et suivants du Code de l'énergie

Ces données ne peuvent être ni reproduites, ni communiquées à des tiers, ni utilisées à des fins commerciales.

En cas de recours à une entreprise de travaux et sous-traitante, l'Autorité concédante s'engage à faire signer à celle-ci un acte d'engagement de confidentialité fixant les conditions d'utilisation de l'application e-Plans et des conditions de respect des données dont le modèle figure à l'annexe 3 de la présente convention.

L'Autorité concédante reconnaît avoir été pleinement informé par le Concessionnaire des obligations spécifiques de confidentialité applicables aux informations commercialement sensibles conformément à l'article L.111-73 du code de l'énergie et aux articles R.111-26 et suivants du Code de l'énergie, ainsi que des sanctions encourues en cas de violation desdites obligations prévue par l'article L.111-81 du code de l'énergie.

Par ailleurs, en cas de non-respect par l'Autorité concédante, ou un de ses prestataires, des obligations ci-dessus, le Concessionnaire pourra après une mise en demeure restée infructueuse plus de deux mois, résilier unilatéralement la présente convention sous réserve d'en avoir informé au préalable l'Autorité concédante par lettre recommandée avec accusé de réception.

Le dépôt des documents et des plans puis la validation engage la responsabilité de l'intervenant sur le contenu et l'exactitude des pièces selon les étapes concernées.

Article 11 – Obligations du Concessionnaire relatives à l'usage et la diffusion des données transmises

Les informations transmises par la présente convention sont susceptibles de contenir des informations commercialement sensibles telles que définies à l'article L.111-73 du code de l'énergie et aux articles R.111-26 et suivants du Code de l'énergie, dont la confidentialité doit être préservée.

Les documents déposés par l'Autorité concédante sont réservés aux échanges définis par la présente convention. Ils ne peuvent être ni reproduits, ni communiqués à des tiers, ni utilisés à des fins commerciales.

PROJET

En cas de non-respect par le Concessionnaire des obligations ci-dessus, l'Autorité concédante pourra, après une mise en demeure restée infructueuse plus de deux mois, résilier unilatéralement la présente convention sous réserve d'en avoir informé au préalable le Concessionnaire par lettre recommandée avec accusé de réception.

Le dépôt des documents et des plans puis la validation engage la responsabilité de l'intervenant sur le contenu et l'exactitude des pièces selon les étapes concernées.

Article 12 – Exclusion de responsabilité

Le Concessionnaire ne saurait être tenu responsable du contenu, ni du suivi des dossiers sous maîtrise d'ouvrage de l'Autorité concédante, y compris en cas de dysfonctionnement de l'application.

L'Autorité concédante renonce à tout recours contre le Concessionnaire, fondé sur le fonctionnement et le contenu des documents déposés sur l'application e-Plans.

Article 13 – Coordination et suivi de l'application

Au premier anniversaire de cette convention, les parties conviennent de faire un retour d'expérience et d'adapter si nécessaire les dispositions prévues par celle-ci.

A tout moment, chacune des parties pourra demander l'organisation d'une réunion de concertation afin de faciliter la mise en œuvre des dispositions de cette présente convention.

Article 14 – Règlement des différents

En cas de litige concernant l'interprétation de cette présente convention ou en cas de non-respect de celle-ci par l'une des parties, les parties s'engagent à rechercher une solution amiable. A défaut d'accord amiable, la loi française est seule applicable et le tribunal compétent est le tribunal administratif de Caen.

Article 15 – Date d'effet et durée de la convention

La présente convention prend effet le 1er janvier 2023 pour une durée de quatre ans. Son terme est fixé au 31 décembre 2026.

Elle pourra être adaptée par un avenant en cas d'accord entre les parties.

La convention peut être dénoncée par l'une des parties avec un préavis de trois mois par lettre recommandée avec accusé de réception.

Article 16 – Annexes à la convention

Les annexes font partie intégrante de la présente convention. Toutefois, celle-ci a valeur prédominante sur ses annexes en cas de contradiction :

- Annexe 1 : Référentiel des Etapes et modalités d'échange de l'application e-Plans pour les affaires sous la maîtrise d'ouvrage de l'Autorité concédante

- Annexe 2: Etapes et modalités locales d'échange de l'application e-Plans pour les affaires sous la maîtrise d'ouvrage de l'Autorité concédante (pour toute modification de l'annexe 2, une simple mise à jour par accord express des deux parties, validera ces modifications). L'annexe 2 à valeur prédominante en cas de contradiction avec l'annexe 1.

- Annexe 3 : Acte d'engagement par un prestataire de l'Autorité concédante

Article 17 – Enregistrement

La présente convention, établie en trois exemplaires originaux, 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 à Caen le 22 décembre 2022

Pour l'Autorité concédante,	**Pour le Concessionnaire,**
La Présidente du SDEC-ENERGIE,	Le Directeur Régional Normandie Enedis
Madame Catherine GOURNEY-LECONTE	Monsieur Jean-Olivier MARTIN

PROJET

Annexe I :

Référentiel des Etapes et modalités d'échange générales par e-Plans pour les affaires sous MOA de l'AODE

	Quoi ?	Qui, Comment ?
APS	• Documents client ou aménageur • APS proposé • APS validé	• Enedis ou l'AODE déposent les fichiers client • Enedis ou l'AODE déposent l'APS proposé • L'AODE dépose l'APS validé
Documents carto 200	• DEC • Commande récolement • Livrables prestation récolement	• Enedis dépose les éléments carto (DEC) • Enedis dépose les fichiers (fichiers carto 200, Plan minute,..) et enregistre la date de retour de la prestation. • L'entreprise de travaux dépose le bordereau de livraison et les folios carto 200
Etude	• Conventions de passage et servitude	• L'AODE dépose le scan de la convention.
Procédure Déclaration ou Approbation *Décret 2015-1823 du 30/12/2015*	• Plan du projet • Observation pour chaque organisme	• L'entreprise de travaux dépose les plans pour réaliser la consultation. adresse le courrier, mail normé, de consultation *En fin de consultation (21 ou 30 jours) le SDEC reçoit ou consulte la synthèse des observations* • Organismes consultés enregistrent leurs accords ou observations. *L'absence de réponse dans les délais vaut accord.*
Travaux	• DMEO Plan Travaux • Devis TST et réalimentation	• L'entreprise de travaux dépose les plans (PDF et fichiers associés) • L'entreprise de travaux renseigne les dates de début et fin de travaux • Enedis dépose les devis TST et réalimentation • Le SDEC donne son accord ou observation
Fiche de Déroulement des Opérations	• FDO projet • FDO datée • FDO définitive	• BEX : Automatique leP « FDO projet » • L'entreprise de travaux dépose la FDO datée • BEX : Automatique leP « FDO définitive »
Mise en exploitation	• PGOC, VRG et PMEO • AMEO et AMHEO	• L'entreprise de travaux dépose la fiche VRG, PMEO avec les plans minutes (PDF avec pièces jointes) • Guichet Carto contrôle le plan minute • BEX : Automatique leP « AMEO et AMHEO »
Fiche PCT et VRG	• Fiche PCT et VRG définitive	• L'AODE dépose les fiches PCT et VRG définitive

Annexe II : Etapes et modalités locales d'échange par e-Plans

pour les affaires sous maitre d'ouvrage du SDEC ENERGIE

Les étapes d'e-plan		Les échanges (qui fait quoi)
CDA et APS	**APS à l'initiative du SDEC ENERGIE**	➢ Effacement : le SDEC ENERGIE envoie l'APS par mail vers le BERE BT d'Enedis en même temps que la demande d'étude vers l'entreprise. ➢ Renforcement : le SDEC ENERGIE envoie l'APS par mail vers le BERE BT d'Enedis en même temps que la DT. ➢ Raccordement : pas d'envoi vers Enedis sauf cas particuliers des lotissements ou colonnes montantes (2 DB22) où parfois c'est le SDEC ENERGIE qui fait une demande de DB22 vers l'ARE. ➢ Le BERE BT ouvre l'affaire sous e-plan avec création d'un DB22. ➢ E-plan transmet la validation de la solution technique par mail au SDEC ENERGIE (boîte mail travaux@sdec-energie.fr). ➢ Enedis saisi dans e-plan le nom de chargé d'affaires SDEC ENERGIE (ER), n° affaire ER. Le SDEC ENERGIE saisi le choix d'entreprise, le type de prestation (étude, travaux ou étude et travaux) et valide ou modifie la solution technique proposée par Enedis. Enregistrement de l'opération par le bouton « sans demande carto ». ➢ A ce moment l'entreprise reçoit un mail d'information.
CDA et APS	**APS à l'initiative d'Enedis**	➢ Effacement : non concerné. ➢ Renforcement : Le BERE BT d'Enedis ouvre l'affaire sous e-plan avec création d'un DB22. ➢ Raccordement : L'ARE ouvre l'affaire sous e-plan avec création d'un DB22 à la demande de raccordement par un pétitionnaire via le portail RACCORDEMENT. ➢ E-plan transmet la validation de la solution technique par mail au SDEC ENERGIE (boîte mail travaux@sdec-energie.fr). Cette information est transmise par les services d'Enedis suivants : ✓ Le BERE BT (si effacement ou renforcement). ✓ L'INGENIERIE (si extension). ➢ Le SDEC ENERGIE saisi dans e-plan le nom de chargé d'affaires ER, n° affaire ER, choix entreprise, type prestation et valide ou modifie la solution technique proposée par Enedis. Enregistrement de l'opération par le bouton « sans demande carto ». ➢ A ce moment l'entreprise reçoit un mail d'information.
Documents cartographie (fonds de plan)		➢ Pas d'utilisation d'e-plan.
Etude (Plan pour accord)		➢ Plan déposé par l'entreprise directement sur e-plan. ➢ Retour du BEX via e-plan par mail pour accord technique vers l'entreprise, accompagné d'une information relative à la mise en œuvre éventuelle de moyens de réalimentation de type groupe électrogène ou intervention TST (cf convention d'intervention). ➢ E-plan envoi un mail au syndicat, sur boîte mail du chargé d'affaire ER, contenant la copie de l'accord technique accompagné d'une information relative à la mise en œuvre éventuelle de moyens de réalimentation.
DT		➢ Pas d'utilisation d'e-plan.
Convention de passage		➢ Pas d'utilisation d'e-plan.
Procédure de consultation : Art R323-25		➢ Le syndicat envoi un lien par mail pour diffusion à Enedis de l'art R323-25. ➢ Arrêt de l'envoi en 2 exemplaires papiers. ➢ Dépôt dans e-plan de l'article R323-25 par les services d'Enedis à partir du lien envoyé par le SDEC ENERGIE. ➢ Pas de diffusion à partir d'e-plan.
Travaux	**DMEO**	➢ Dépôt de la DMEO sous e-plan par le SDEC ENERGIE. ➢ Saisie des dates de début et fin des travaux par le SDEC ENERGIE
Travaux	**Devis TST**	➢ Cf FDO ci-après
FDO (Fiche de déroulé des opérations)	**FDO Datée**	➢ Gestion des DTE sous e-plan (cf convention d'interventions) + devis TST si nécessaire : dépôt du fichier excel DTE à chaque étape de la procédure. ➢ Dépôt du devis TST et de l'OS TST si solution de réalimentation avec intervention Enedis.

Les étapes d'e-plan		Les échanges (qui fait quoi)
Mise en exploitation	PMEO + PGOC	➢ Dépôt des documents directement sous e-plan par l'entreprise (PGOC des réseaux construits au moment de la PMEO + PGOC définitif après les travaux de raccordement suite à confection d'accessoires pour mise sous tension du nouveau réseau). ➢ Cas des travaux sous délégation de maîtrise d'ouvrage ou des colonnes montantes : la PMEO peut être déposée sous e-plan par l'entreprise prestataire ou par le SDEC ENERGIE.
Mise en exploitation	AMEO + AMHEO	➢ Dépôt des documents directement sous e-plan par Enedis avec mail d'information.
Fiche PCT	PCT	➢ Dossier non traité sous e-plan, cf convention PCT.
Fiche VRG	VRG	➢ Envoi de la VRG par le Patrimoine par mail et la FC déposée par le SDEC dans e-Plans.

Lexique :
APS : Avant Projet Sommaire
DEC : Demande d'Eléments Cartographiques
DMEO : Demande de Mise en Exploitation des Ouvrages
TST : Travaux Sous Tension
FDO : Fiche de Déroulement des Opérations
BEX : Bureau d'EXploitation
VRG: Valorisation Remise Gratuite
PCT: Part Couverte par le Tarif
AMEO: Avis de Mise en Exploitation de l'Ouvrage
AMHEO: Avis de Mise Hors Exploitation de l'Ouvrage
e-Plans : application internet référencée à l'adresse https:\\www.e-Plans.fr

PROJET

Annexe III : Acte d'engagement

ACTE D'ENGAGEMENT DES CONDITIONS D'UTILISATION DE L'APPLICATION e-Plans PAR UN PRESTATAIRE DU SDEC ENERGIE

L'application e-Plans est destinée aux échanges de documents dématérialisés nécessaires à la validation des projets et à la mise en exploitation des réseaux électriques de distribution publique.

En application de la convention e-Plans entre Enedis et le SDEC ENERGIE signée le xx/xx/xxxx, l'accès à l'application e-Plans et aux documents qui y sont hébergés sont transmis par le SDEC ENERGIE pour les affaires sous sa maitrise d'ouvrage,

Ci-après désigné « SDEC ENERGIE »

À : _____ (le prestataire)

_____ (adresse)

Ci-après désigné " le prestataire"

Les règles d'utilisation et de fonctionnement de l'application e-Plans ont été communiquées au prestataire (annexe 1) avant la signature du présent acte d'engagement. Enedis ne saurait être tenu responsable du contenu, ni du suivi des dossiers sous maîtrise d'ouvrage du SDEC ENERGIE, y compris en cas de dysfonctionnement de l'application. Le prestataire renonce par conséquent à tout recours fondé sur le contenu et le suivi de ces dossiers.

Le dépôt des documents et des plans électroniques puis la validation engage la responsabilité de l'intervenant sur le contenu et l'exactitude des pièces selon les étapes concernées.

Enedis adressera au prestataire, selon ses fonctions et son rôle, les codes du compte et mot de passe permettant de se connecter à l'application e-Plans et de créer les habilitations de ses salariés.

Le prestataire s'engage à ne conserver les données, sous toute forme et sous tout support, pour autant que l'utilisation de ces données soit strictement liée à l'objet du contrat de prestations.

Le prestataire s'interdit tout autre usage des données.

Le prestataire s'interdit également toute divulgation, communication, mise à disposition de ces données à des tiers, sous toute forme et pour quelque motif que ce soit, sans l'autorisation expresse du commanditaire, le SDEC ENERGIE.

Le prestataire s'engage à détruire les données qu'il n'aurait pas eu à restituer à l'utilisateur pour quelque motif que ce soit, dans le cadre de l'exécution du contrat de prestation,

Fait à ....., le .....

Le SDEC ENERGIE,	Le prestataire
Représenté par	Représenté par.....

L'AODE adressera à Enedis une copie de cet acte d'engagement signé avant toute habilitation du prestataire à l'application e-Plans.

PROJET

Convention relative aux travaux sous tension et autres prestations

Entre les soussignés :

- **Syndicat Départemental d'Energies du Calvados usuellement** dénommé SDEC ENERGIE 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 la Présidente **Madame Catherine GOURNEY-LECONTE** dûment habilitée à cet effet par délibération du comité syndical du 15 décembre 2022 domicilié Esplanade Brillaud de Laujardière, ZAC de la Folie Couvrechef, Porte de l'Europe, CS 75046-140077 Caen Cedex 5,

désigné(e) ci-après **« l'Autorité concédante », d'une part,**

et, d'autre part,

-

- **Enedis,** gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles 92079 Paris La Défense, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par **Monsieur Jean Olivier MARTIN**, Directeur Régional Enedis, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 1er avril 2021 par Mme la Présidente et les membres du Directoire d'Enedis, faisant élection de domicile au 9, Place de la Pucelle, 76024 Rouen Cedex,

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

et ensemble « les Parties ».

Exposé des motifs

Les Parties ont conclu, le 29 juin 2018, une convention de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente.

Au titre de cette convention, l' Autorité concédante a concédé, dans les conditions prévues par le code général des collectivités territoriales et par le code de l'énergie, au Concessionnaire, la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, sans préjudice de l'exercice de la maîtrise d'ouvrage par l'Autorité concédante, aux conditions du cahier des charges annexé à ladite convention.

Certaines interventions techniques sur le réseau public de distribution d'électricité concédé nécessitent des modalités spécifiques de coordination entre le Concessionnaire et l'Autorité concédante.

Il s'agit en particulier de travaux sous tension, de mise en œuvre de moyens de réalimentation provisoire, de remplacement en urgence de transformateurs en surcharge.

La présente convention définit les modalités de réalisation et les conditions financières de ces prestations, pour des travaux relevant de la maîtrise d'ouvrage de l'Autorité concédante dans le cadre du contrat de concession précité.

Elle s'inscrit dans la continuité des précédentes conventions portant sur le même objet, tout en recherchant l'amélioration constante des processus, en particulier les engagements mutuels en matière de délais d'intervention, de tarification et de modalités d'échanges d'informations.

Le suivi de la présente convention s'exercera au travers d'une réunion trimestrielle et, autant que de besoin, à la demande de la partie la plus diligente afin d'examiner toute difficulté liée à sa mise en œuvre.

En application de ces dispositions, les Parties ont convenu ce qui suit :

Article 1 – Interventions sous tension

Les dispositions combinées des articles 5 et 7 de l'annexe 1 du cahier des charges de concession prévoient que les parties sont susceptibles de réaliser ou de faire réaliser des travaux sous tension sur les réseaux HTA et BT.

Le Concessionnaire dispose au jour de la signature de la présente convention des équipes habilitées à exécuter des travaux sous tension sur les réseaux électriques HTA et BT concédés, et peut également mettre en œuvre des moyens de réalimentation tels que les groupes électrogènes, afin de limiter l'impact des travaux sur la continuité de fourniture d'électricité.

Certains travaux sur le réseau public de distribution d'électricité nécessitent de mettre en œuvre l'une des solutions techniques suivantes :

- coupure de l'alimentation électrique pour permettre la réalisation des travaux,
- intervention sous tension permettant la continuité de service auprès des usagers,
- pose de groupes électrogènes permettant la continuité de service auprès des usagers.

Le choix de la solution technique la plus appropriée est effectué en prenant en compte les trois critères suivants :

- nombre d'usagers impactés par la coupure : Ni
- durée de la coupure en minutes : Ti
- caractère prioritaire de certains usagers : personnes médicalement assistées, commerces de proximité, artisans, industriels, services publics,
- autre situation particulière nécessitant des mesures adaptées.

On appelle, pour un chantier donné, NiTi : le produit du nombre d'usagers impactés par la coupure (Ni) par la durée de la coupure exprimée en minutes (Ti).

Les seuils de référence de NiTi retenus par la présente convention pour envisager ou non une intervention en travaux sous tension ou la mise en œuvre de moyens de réalimentation sont les suivants :

Projet

- En présence d'au moins un usager prioritaire, quelle que soit la valeur de NiTi, le choix se portera sur la réalisation de travaux sous tension ou la mise en œuvre de moyens de réalimentation,
- Pour une valeur NiTi initial < 15 000 en HTA et BT, le choix se portera sur une coupure de l'alimentation électrique pour permettre la réalisation des travaux,
- Pour une valeur NiTi initial > 15 000 en HTA et BT, le choix se portera sur la réalisation de travaux sous tension ou la mise en œuvre de moyens de réalimentation,
- Pour toute autre situation particulière justifiant la réalisation de travaux sous tension ou la mise en œuvre de moyens de réalimentation.

Pour chaque chantier programmé par l'Autorité concédante sous sa maîtrise d'ouvrage, le NiTi résultant des travaux est calculé par le Concessionnaire (NiTi initial). En fonction du résultat, le Concessionnaire étudie la solution préférentielle à appliquer afin de limiter le nombre d'usagers coupés et calcule le NiTi final résultant de la solution retenue.

Dans l'objectif d'analyser l'impact financier des moyens mis en œuvre pour limiter le nombre d'usagers coupés, le Concessionnaire indiquera sur la DTE (Demande de travaux électrique) le NiTi initial et le NiTi final.

Article 2 – Autres interventions

Dans le cadre d'une opération de dépannage urgente, le Concessionnaire peut être amené à devoir remplacer un transformateur HTA/BT en service en raison de l'état de surcharge de ce transformateur dûment constaté, l'intervention du Concessionnaire est considérée comme un renforcement du réseau BT.

A ce titre, et exclusivement lorsque le renforcement du réseau BT est de la compétence de l'Autorité concédante au titre du contrat de concession, et sous réserve du caractère d'urgence avéré au vu des justificatifs produits par le Concessionnaire, l'Autorité concédante financera le surplus de puissance électrique installée via la prestation de mutation de transformateur pour adaptation à la charge prévue à l'article 6.

Article 3 – Échanges sur la mise en œuvre des travaux sous tension

Le recours aux travaux sous tension ou la mise en œuvre de moyens de réalimentation déclenche, après préparation, l'établissement d'un devis correspondant par le Concessionnaire soumis à l'accord de l'Autorité concédante.

ARTICLE 4 – Délais et processus de réalisation

Suivant le type de commune (A, B et C) et conformément au cahier des charges de concession, l'Autorité concédante est maître d'ouvrage de travaux pour les :

Extensions de réseau : majoritairement en technique souterraine, ces travaux sont généralement urgents (activité économique, établissement public, etc...). Ils nécessitent donc des délais de traitement permettant une mise en service rapide. Les extensions de réseau avec réalisation de linéaire HTA ou création de poste de transformation nécessitent des modalités de mise en œuvre plus complexes et des délais similaires à ceux appliqués aux opérations de renforcement aérien décrits à l'annexe 1 de la présente convention (75 j).

Toutefois, ces réalisations restent prioritaires et afin de limiter ce délai il est convenu que dans ces cas particuliers, une DTE prévisionnelle soit transmise par l'entreprise au Concessionnaire au moment du dépôt de l'article R.323-25 du code l'énergie. Le Concessionnaire devra engager l'action à la réception de cette dernière. Une DTE définitive de programmation sera transmise par l'entreprise à réception de l'ordre de service l'Autorité concédante.

Renforcements de réseau : ces projets concernent des renforcements permettant de supprimer des contraintes (intensité, tension et surcharge poste), des travaux de résorption de fils nus, des travaux de sécurisation de l'alimentation de sites sensibles (station de pompage, antenne mobile, etc...).

Deux techniques peuvent être retenues pour ce type de travaux, aérienne et souterraine. Cette dernière ayant des modalités de mise en œuvre plus complexes, elle bénéficiera d'un délai de mise en service supplémentaire par rapport à la technique aérienne.

Effacements des réseaux : ces projets concernent la mise en souterrain coordonnée des réseaux électriques. Ce type de travaux implique un délai de réalisation supérieur aux projets ci-dessus, avec des phases de mise en service partiels du réseau neuf.

Préalablement, pour chaque chantier à réaliser sous la maîtrise d'ouvrage de l'Autorité concédante celle-ci envoie au Concessionnaire le projet d'exécution établi en application de l'article R 323-25 du code l'énergie.

L'Autorité concédante complète si nécessaire par des informations sur les usagers concernés par les travaux. Ces informations viendront conforter le diagnostic réalisé et la proposition du Concessionnaire quant à la solution technique préférentielle envisagée.

Une information relative à la mise en œuvre éventuelle de moyens de réalimentation de type groupe électrogène ou intervention TST est apportée au moment de la transmission de l'avis du Concessionnaire sur la solution technique adoptée par l'Autorité concédante, par la communication des références des prestations du Concessionnaire figurant à l'article 6. Cette information est prévisionnelle et ne vaut pas devis. Ce dernier est envoyé au retour de la DTE comme décrit dans le paragraphe ci-dessous.

Après envoi par l'Autorité concédante de l'ordre de service à l'entreprise réalisatrice des travaux, cette dernière matérialise la sollicitation des services du Concessionnaire par une Demande de Travaux Electriques (DTE), en y indiquant la date souhaitée de mise en exploitation de l'intégralité du réseau construit. Le concessionnaire fait parvenir à l'Autorité concédante, son analyse technique et ses propositions, par retour de la fiche DTE, accompagnée, s'il y a lieu, du devis pour les prestations envisagées.

La validation définitive de la solution technique revient à l'Autorité concédante, maître d'ouvrage.

Si la solution technique déroge aux règles générales décrites à l'article 1 ou ne respecte pas les délais de réalisation prévus à la présente convention, ou si un devis est joint à la fiche DTE, l'accord préalable de l'Autorité concédante est nécessaire. Dans le cas contraire, l'accord est de fait.

Dans tous les cas, l'Autorité concédante retourne au Concessionnaire, la fiche DTE dûment complétée.

En concomitance avec la convention d'échanges dans le cadre de l'exécution des travaux de l'Autorité concédante, le Concessionnaire précise que la DTE sera amenée à évoluer.

Le processus de réalisation et les délais maximum d'exécution des prestations sont détaillés en annexe 1 de la présente convention. Cette annexe fait partie intégrante de cette convention.

ARTICLE 5 – Retard de mise en exploitation

Le Concessionnaire et l'Autorité concédante s'engagent à optimiser et faire évoluer la mise en œuvre des moyens à leur disposition pour tendre au respect des délais de réalisation conjointement convenus dans le cadre de la présente convention.

5.1 - Retard imputable au Concessionnaire

En cas de retard sur le délai de mise en service du réseau (entre la demande DTE et la date de mise en exploitation totale du réseau - cf. annexe 1) imputable au Concessionnaire, hors évènement exceptionnel :

- Le Concessionnaire se verra appliquer une pénalité de à hauteur de 2,5% du montant HT de la prestation correspondante par jour calendaire, dans la limite de 25% du prix de la prestation. Un point sera réalisé lors de chaque réunion trimestrielle.
- Dans le cas où l'intervention du Concessionnaire relève d'un acte d'exploitation, une pénalité forfaitaire de 200 € sera appliquée. La facturation des pénalités intervient en juin et en décembre de chaque année.

En cas de report de programmation à l'initiative du Concessionnaire, une nouvelle date de mise en service devra intervenir dans un délai maximum de 7 jours. Dans le cas où ce report entrainerait un non-respect de la date maximum de mise en service prévue à l'annexe 1, les dispositions énumérées à l'article 5.1 s'appliquent au Concessionnaire.

Projet

5.2 - Retard imputable à l'Autorité concédante ou à l'entreprise mandatée par l'Autorité concédante

L'Autorité concédante ne peut se voir appliquer de pénalité si le retard n'est pas de son fait. C'est le cas, par exemple, lorsque l'entreprise demande, en accord avec l'Autorité concédante, une mise en service du réseau ultérieure à la date standard de mise en service indiquée dans l'annexe 1. Cependant, cette date devient pour le Concessionnaire le délai maximum pour la mise en service qui peut être soumise à pénalité en cas de dépassement.

Egalement, l'Autorité concédante ne peut se voir appliquer de pénalité si la prestation du Concessionnaire pour le compte de l'Autorité concédante ne fait pas l'objet d'une rémunération.

En cas de report de programmation à l'initiative de l'Autorité concédante ou de l'entreprise réalisatrice des travaux sur la base d'une DTE dûment validée par les trois parties, une pénalité forfaitaire de 200 € par reprogrammation sera appliquée. Le titre de recette relatif au versement de la pénalité forfaitaire est adressé en juin et en décembre de chaque année. L'entreprise établira une nouvelle DTE.

La nouvelle date de mise en service du réseau sera reprogrammée dans les délais prévus à l'annexe 1 par le Concessionnaire, réduit du délai d'analyse technique du Concessionnaire (entre 7 et 21 jours). Au-delà de ce délai, les conditions énumérées à l'article 5.1 s'appliquent au Concessionnaire.

Article 6 –Tarifs applicables pour les prestations réalisées à la date de signature de la convention

Les interventions dévolues au Concessionnaire, réalisées pour le compte de l'Autorité concédante sont facturées sur la base du bordereau des prix HT suivant :

Libellé de la prestation	Prix en € (HT)
Déconnexion et reconnexion par manœuvre de ponts	1 603,80
Connexion ou déconnexion de pont	1 293,16
Pose/Dépose DOPP + Pose/Dépose ISP	3 454,44
Mise en place d'une traverse de dérivation sur support existant et raccordement sous tension	1 714,52
Dépontage et Dépose Dérivation	1 907,84
Dépose de pont, traverse, ancrage ou dérivation sur support existant et dépose première portée	1 714,52
Remplacement d'un support d'alignement à proximité et raccordement d'une nouvelle dérivation	5 324,88
Implantation d'un support en pleine portée et raccordement d'une nouvelle dérivation	4 666,26
Implantation d'un nouveau support à proximité et pose d'un interrupteur aérien	6 406,18
Implantation d'un support d'arret , confection ancrage simple et raccordement ERAS	5 058,41
Implantation d'un nouveau support à proximité et confection double ancrage	5 638,38
Mise en place d'une remontée aéro-souterraine sur support existant et raccordement sous tension	1 907,84
Mise en place d'une remontée aéro-souterraine sur support existant à la place d'un transformateur sur poteau	3 067,79
Mise en place d'un transformateur sur poteau en passage sur support existant et raccordement sous tension	2 294,49
Pose d'un interrupteur aérien sur support double ancrage existant	5 387,69
Remplacement Coffret Disjoncteur H61 & liaison BT	2 101,17
Remplacement Transfo H61	2 101,17
Remplacement Transfo H61 + Coffret DJ + liaison BT	3 454,44
Mise en conformité d'un support existant par changement d'armement	2 874,47
Confection d'un double ancrage pendulaire sur support d'alignement existant	3 454,44
Confection d'un double ancrage sur support d'alignement existant	4 034,42
Prestation fouille réalisée par le concessionnaire	703,89

Libellé de la prestation	Prix en € (HT)
Prestation confection Extrémité Unipolaire type Extérieur Pollué (EUEP)	152,02
Prestation fourniture d'un jeu de connecteur TST	44,37
Mise à disposition et raccordement sur la HTA d'un transfo mobile de type"TAPIR"	2 535,72
Mise à disposition et raccordement sur la BT d'un groupe électrogène de 100 kVA	1 575,88
Mise à disposition et raccordement sur la BT d'un groupe électrogène de 160 kVA	1 669,10
Mise à disposition et raccordement sur la BT d'un groupe électrogène de 250 kVA	1 855,60
Mise à disposition et raccordement sur la BT d'un groupe électrogène de 400 kVA	2 166,69
Mise à disposition et raccordement sur la BT d'un groupe électrogène de 630 kVA	2 787,64
Mise à disposition et raccordement sur la HTA d'un groupe électrogène de 100 kVA	3 182,54
Mise à disposition et raccordement sur la HTA d'un groupe électrogène de 50 kVA	3 275,76
Mise à disposition et raccordement sur la HTA d'un groupe électrogène de 160 kVA	3 462,26
Mise à disposition et raccordement sur la HTA d'un groupe électrogène de 250 kVA	3 773,35
Mise à disposition et raccordement sur la HTA d'un groupe électrogène de 400 kVA	4 394,30
Mise à disposition et raccordement sur la HTA d'un groupe électrogène de 630 kVA	2 681,14
Mise en place d'un interrupteur mobile temporaire	3 182,54
Forfait mutation de transformateur, adaptation à la charge	
Jour supplémentaire Groupe électrogène 50 KVA	257,17
Jour supplémentaire Groupe électrogène 100 KVA	309,91
Jour supplémentaire Groupe électrogène 160 KVA	403,13
Jour supplémentaire Groupe électrogène 250 KVA	530,11
Jour supplémentaire Groupe électrogène 400 KVA	841,2
Jour supplémentaire Groupe électrogène 630 KVA	1 428,47

6.1 Application du bordereau des prix

Les prix du bordereau des prix sont appliqués pour tous devis sollicités par l'Autorité concédante à compter du 1er janvier 2023.

6.2 Interventions non prévues au bordereau des prix

Des accords locaux et ponctuels pourront être conclus au besoin pour d'autres prestations que celles précédemment citées.

Un devis sera alors émis par le Concessionnaire. Ce devis sera soumis à l'acceptation de l'Autorité concédante dans un délai de 3 semaines.

La facture du Concessionnaire sera adressée dans les 30 jours après réalisation complète des prestations.

Article 7 Facturation des interventions

Le Concessionnaire envoie sous 30 jours calendaires, pour règlement à l'Autorité concédante, la facture relative à chaque commande ayant fait l'objet d'un ordre de service de la part de l'Autorité concédante, après achèvement complet des prestations (date de mise en service totale du réseau). Il ne sera versé ni acompte, ni avance sous quelque forme que ce soit.

Projet

Les prestations réalisées par le Concessionnaire sans accord préalable de l'Autorité concédante ne donneront pas lieu à facturation.

Le règlement des prestations sera effectué par le comptable assignataire de l'Autorité concédante.

L'Autorité concédante procèdera au mandatement des sommes dues à l'issue des travaux, permettant un règlement dans un délai maximal de 30 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 8 –Evolution des prix du bordereau des prix

Le Concessionnaire informe l'Autorité concédante de toutes modifications du bordereau des prix par courrier avec accusé de réception.

Lorsque le bordereau de prix est amené à évoluer, les parties chercheront à appliquer la nouvelle tarification au 1er janvier de l'année.

Les Parties conviennent de se rencontrer dans les 15 jours à compter de la réception de cette information afin d'échanger sur le contenu des modifications du bordereau des prix.

Le Concessionnaire exposera lors de cette réunion :

- les variations à la hausse ou à la baisse des prix des prestations en € HT et en pourcentage,
- les ajouts de prestation supplémentaire ou retrait d'une prestation du bordereau,
- les motifs expliquant ces évolutions.

Article 9 – Durée

La convention est conclue à compter du 1er janvier 2023. Son terme est fixé au plus tard trois mois à compter de la date de réception du courrier du Concessionnaire informant l'Autorité concédante d'une modification du bordereau des prix.

Le terme de cette convention peut être reconduit par avenant, cet avenant précisera les nouveaux prix du bordereau des prix.

Trimestriellement, les parties s'engagent à suivre la présente convention.

Article 10 – Résiliation

Chaque partie peut dénoncer la convention sans justification particulière en faisant part de sa décision à l'autre partie, par écrit en lettre recommandée avec accusé de réception. Le préavis sera dans ce cas de 3 mois.

Les parties s'engagent à réexaminer les termes de la présente convention, dès lors que de nouvelles dispositions de portée nationale sur le même sujet seraient adoptées

Fait à Caen, en trois exemplaires originaux.

Le 22 décembre 2022

Pour l'autorité concédante,
La Présidente du SDEC-ENERGIE,

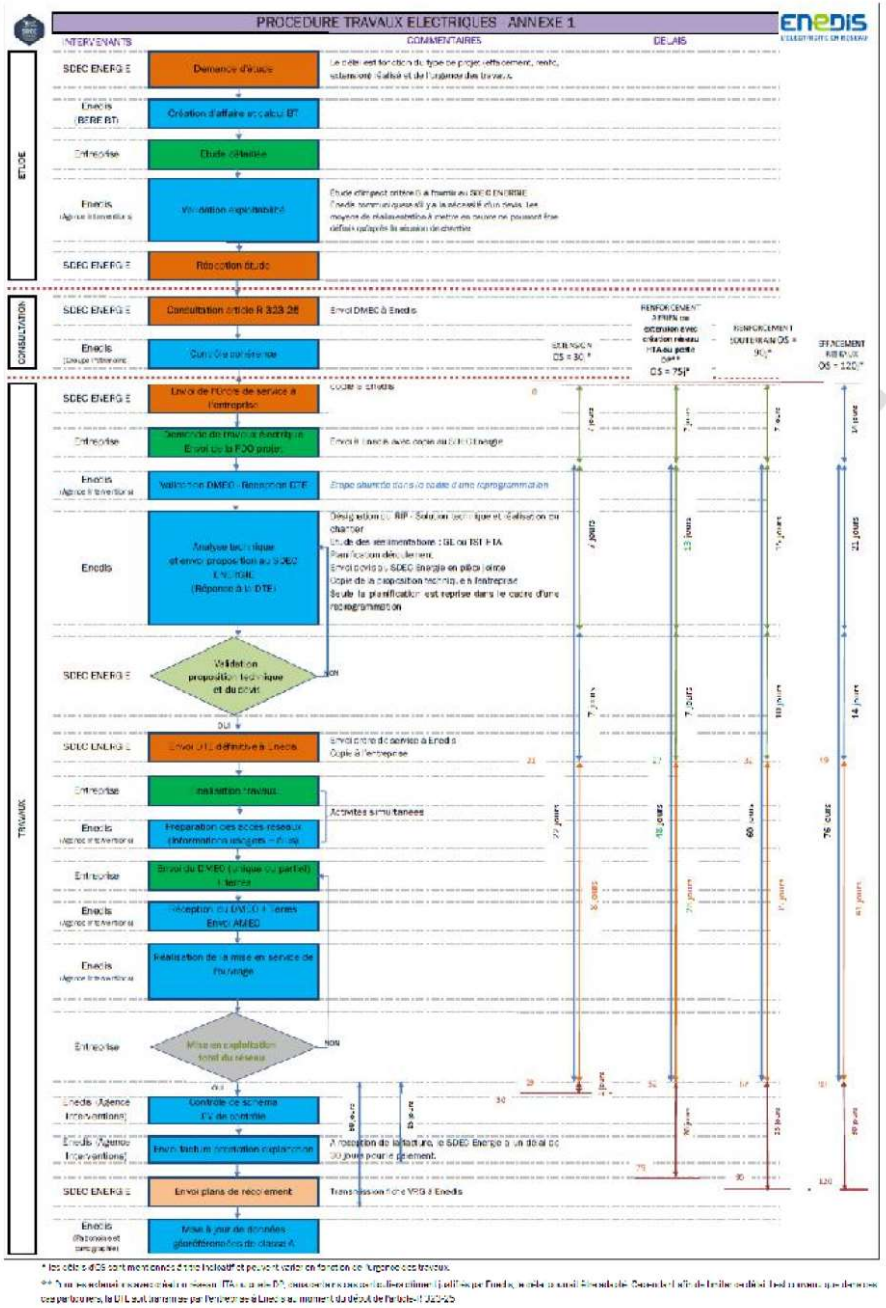
Pour le Concessionnaire,
Le Directeur Régional Normandie Enedis

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE

Monsieur Jean-Olivier MARTIN

Projet

ANNEXE 1



* les délais DS sont mentionnés à titre indicatif et peuvent varier en fonction de l'urgence des travaux.

** Une seconde intervention sera nécessaire si l'ATL a été DP pour permettre la mise hors tension définitive par Enedis, après accord écrit du Demandeur. Pour ces parcelles, la DT sera demandée par Enedis au moment du début de l'article 1 ci-dessus.

Convention d'amélioration de la qualité de l'électricité distribuée dans la zone de qualité prioritaire

Entre les soussignés :

- **Syndicat Départemental d'Energies du Calvados usuellement** dénommé SDEC ENERGIE 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 la Présidente **Madame Catherine GOURNEY-LECONTE** dûment habilitée à cet effet par délibération du comité syndical du 15 décembre 2022 domicilié Esplanade Brillaud de Laujardière, ZAC de la Folie Couvrechef, Porte de l'Europe, CS 75046-140077 Caen Cedex 5,

désigné(e) ci-après **« l'autorité concédante », d'une part,**

et, d'autre part,

- **Enedis**, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles 92079 Paris La Défense, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par **Monsieur Jean Olivier MARTIN**, Directeur Régional Enedis, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 1er avril 2021 par Mme la Présidente et les membres du Directoire d'Enedis, faisant élection de domicile au 9, Place de la Pucelle, 76024 Rouen Cedex,

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

et ensemble « les Parties ».

Exposé des motifs

Les parties ont conclu, le 29 juin 2018, une convention de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs règlementés de vente.

Aux termes des dispositions de l'article 10 de l'annexe 2A du cahier des charges, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution peuvent identifier conjointement sur le territoire de la concession des zones de qualité prioritaire (ZQP), limitées géographiquement.
Pour l'ensemble de ces zones, une convention fixe les objectifs à atteindre en matière de qualité et les modalités techniques et financières d'exécution des travaux.

Dans ce cadre, les parties ont déterminé une « zone de qualité prioritaire » sur la base de l'actualisation du diagnostic technique de la qualité de la distribution sur le territoire de la concession.

Ce diagnostic faisant état d'une situation en écart de qualité par rapport à la situation de la concession départementale, les parties ont déterminé les objectifs à atteindre en matière de qualité et les délais pour les atteindre.

Un programme d'investissements sous maîtrise d'ouvrage du concédant et du concessionnaire a donc été élaboré conjointement en fonction des caractéristiques de la zone retenue indiquant :

- La nature des investissements répartis par maitre d'ouvrage,
- Leurs délais de réalisation,
- Les critères de suivi des réalisations.

Les parties ont déterminé d'un commun accord une valeur repère, c'est-à-dire un objectif de qualité à atteindre au terme de la convention.

Cet objectif a été établi, au regard de la qualité moyenne de la concession, sur la base d'une volonté commune d'améliorer la qualité de ces zones à un rythme soutenu et sur une durée plus longue que cette convention.

Article 1 Objet

La présente convention a pour objet de décrire la zone de qualité prioritaire et de fixer sur son territoire l'objectif à atteindre en matière de qualité de la distribution et les modalités techniques et financières d'exécution des travaux.

La démarche d'amélioration de la qualité de ces zones doit permettre de tendre vers des critères de qualité comparables à ceux du département.

Article 2 Périmètre de la ZQP

Les résultats sur les Zones de Qualité Prioritaires identifiées dans le PPI précédent ont été atteints et même dépassés.
Sur la base du diagnostic actualisé (annexe 2A4-1), les parties conviennent de poursuivre les investissements contribuant à l'amélioration de la qualité de fourniture sur le secteur du Pays d'Auge.

Le territoire des 136 communes membres des Etablissements Publics de Coopération Intercommunale à fiscalité propre (EPCI) listés ci-dessous constitue la Zone de Qualité Prioritaire au titre du PPI 2023/2026 :

- Communauté d'agglomération Lisieux Normandie,
- Communauté de communes Terre d'Auge,
- Communauté de communes Normandie Cabourg Pays d'Auge.

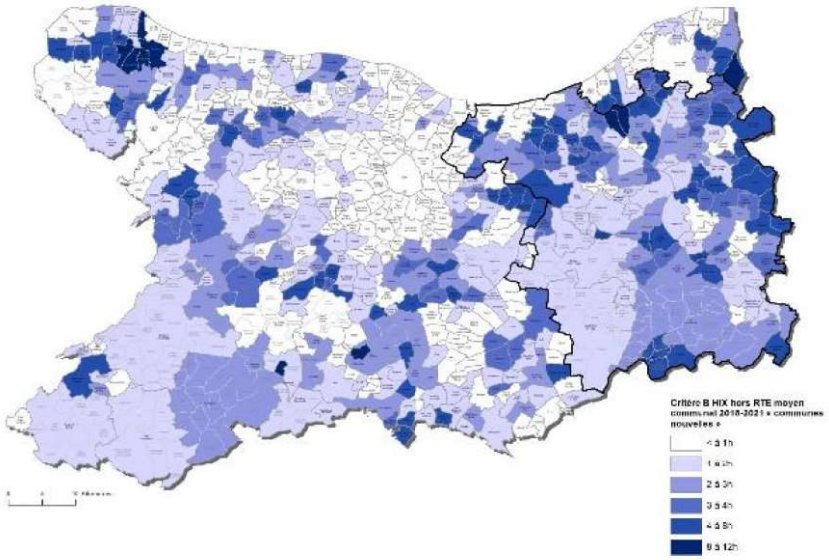
La liste des 136 communes est présentée en Annexe 1.

Article 3 Diagnostic des zones de qualité prioritaire

Le critère B HIX hors RTE moyen 2018-2021 des 136 communes de la ZQP s'étend de 9 à 574 min. 80% des 136 communes ont un critère B HIX hors RTE moyen 2018-2021 inférieur ou égal à 259 minutes.

La carte ci-dessous illustre le périmètre de la ZQP en lien avec le critère B HIX hors RTE moyen par commune.

Critère B HIX hors RTE 2018-2021 (maille communes nouvelles)



Article 4 Objectif d'amélioration de la qualité sur le périmètre de la ZQP

Nature de la valeur repère principale	Valeur de départ	Valeur cible (objectif)	Trajectoire à suivre (objectif intermédiaire)	Échéance	Définitions
Critère B HIX hors RTE (80% des communes de la zone de qualité prioritaire)	80% des 136 communes ont un critère B HIX hors RTE moyen 2018-2021 inférieur ou égal à 259 minutes	Maintien de la fourchette haute (259 minutes) pour au moins 80% des communes	Sans objet	Au terme de la convention	Le critère B HIX hors RTE est calculé selon les modalités fixées au 3.1.1 de l'annexe 7 de la délibération du 21 janvier 2021 de la Commission de Régulation de l'Énergie. Les évènements exceptionnels sont ceux listés au 1 de l'annexe 7 de la délibération du 21 janvier 2021 de la Commission de Régulation de l'Énergie.

PROJET

Article 5 Programme pluriannuel d'investissements des maitres d'ouvrage sur la période 2023/2026

1) Pour le concessionnaire

Finalité			Unité	Quantité	Estimations de l'engagement financier du concessionnaire HT en k€
Programme pluriannuel (références PPI 2023-2026)		NOME			
1	Lignes aériennes HTA rénovées (RP)	Investissements pour l'amélioration du patrimoine Investissements performance et modernisation du réseau Amélioration fiabilité réseaux et postes PDV- Rénovation Programmée HTA aérien et postes sources	km HTA aérien traité	100	3 100
2	Lignes aériennes HTA obsolètes	Investissements pour l'amélioration du patrimoine Investissements performance et modernisation du réseau Amélioration fiabilité réseaux et postes hors PDV Rénovation ciblée réseau HTA aérien incidentogènes & Continuité d'alimentation	km HTA aérien déposé	15	2 580
3	Création ou renouvellement d'OMT	Investissements pour l'amélioration du patrimoine Investissements performance et modernisation du réseau Amélioration fiabilité réseaux et postes hors PDV Automatisation	Nb d'OMT	8	
7	Lignes aériennes HTA en risque avéré dans le cadre du PAC	Investissements pour l'amélioration du patrimoine Investissements performance et modernisation du réseau Amélioration de la résilience réseaux et postes	km HTA aérien PAC déposé	2,8	650
11	Renforcement des réseaux HTA	Investissements pour l'amélioration du patrimoine - Investissements performance et modernisation du réseau Renforcement des réseaux HTA	km HTA posé	1,3	170
Total					6 500

2) Pour le concédant

Finalité			Unité	Quantité	Estimations de l'engagement financier du concédant HT en k€
Programme pluriannuel (références PPI 2023-2026)		NOME			
A	Renforcement réseau BT en zone rurale	Renforcement - Levée de contraintes réseau BT	km de réseau posé	14	2 300
B	Sécurisation BT fils nus (communes rurales)	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau BT aérien	km de réseau déposé*	10	1 650
C	Sécurisation BT fils nus au titre de l'effacement (communes urbaines)	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau BT aérien	km de réseau déposé*	5	1 750
Total					5 700

* La fiabilisation de la base technique réseau BT fils nus étant en cours, le volume de réseau déposé pourra être revu à la baisse.

147

Article 6 Indicateurs de suivis technique et financier

Les indicateurs de suivi technique sont les indicateurs décrits à l'article 6 du PPI 2023-2026.

Le suivi financier est établi conformément aux dispositions de l'article 7 B de l'annexe 2 du cahier des charges.

Les affaires engagées pour les ZQP sont intégrées et suivies dans les programmes annuels.

Article 7 Reporting et communication

Chaque partie s'engage à faire apparaître sur ses principaux documents informatifs ou promotionnels relatif à son intervention sur les ZQP, les engagements des autres parties au moyen de l'apposition de leur logo et à faire mention de ces participations dans ses rapports avec les médias.

Article 8 Durée de la convention

La présente convention prend effet à compter de sa signature par les parties.

Son terme intervient le 31 décembre 2026.

Article 9 Modification de la convention

Toute modification des termes de la présente convention, y compris ses annexes, doit faire l'objet d'un avenant écrit entre les parties, conclu dans les mêmes formes et conditions que la présente convention.

Article 10 Résiliation

Chaque partie pourra résilier unilatéralement la présente convention.

La partie souhaitant résilier la présente convention notifie sa décision de résiliation aux autres parties par lettre recommandée avec accusé réception avec un délai de préavis de 6 mois.

La date d'effet de la résiliation sera celle de la notification de la décision.

Fait à Caen, en trois exemplaires originaux.

Le 22 décembre 2022

Pour l'autorité concédante,	Pour le concessionnaire,
La Présidente du SDEC-ENERGIE,	Le Directeur Régional Normandie Enedis
Madame Catherine GOURNEY-LECONTE	Monsieur Jean-Olivier MARTIN

PROJET

ANNEXE 1 : liste des communes de la ZQP

Les données des critères B à la maille communale sont d'autant plus volatiles que le nombre de clients est faible

INSEE	Nom commune nouvelle	EPCI	Commune nouvelle (oui/non)	Commune en zone de vent (ZV)	Régime FACE 2021	Crit B HIX hors RTE moyenne 2018-2021 (en min)	Plage 10% des communes sur ZQP (critère B)	Nombre de clients à fin 2021
14009	AMFREVILLE	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non	ZV	Rurale	245	70-80%	669
14012	ANGERVILLE	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non		Rurale	383	90-100%	96
14016	ANNEBAULT	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	96	20-30%	285
14024	AUBERVILLE	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non	ZV	Urbaine	164	50-60%	350
14032	LES AUTHIEUX-SUR-CALONNE	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	278	80-90%	248
14033	AUVILLARS	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	133	40-50%	177
14045	BASSENEVILLE	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non		Rurale	173	50-60%	132
14046	BAVENT	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non		Rurale	128	30-40%	920
14055	BEAUMONT-EN-AUGE	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	133	40-50%	357
14069	BEUVILLERS	CA de Lisieux-Normandie	Non		Urbaine	57	10-20%	714
14070	BEUVRON-EN-AUGE	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non		Rurale	100	20-30%	208
14077	BLANGY-LE-CHATEAU	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	54	10-20%	473
14082	LA BOISSIERE	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	165	50-60%	85
14083	BONNEBOSQ	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	105	30-40%	456
14085	BONNEVILLE-LA-LOUVET	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	260	80-90%	592
14086	BONNEVILLE-SUR-TOUQUES	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	214	60-70%	263
14091	BOURGEAUVILLE	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	574	90-100%	103
14093	BRANVILLE	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	201	60-70%	155
14102	LE BREUIL-EN-AUGE	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	141	40-50%	544
14104	LE BREVEDENT	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	233	70-80%	106
14106	BREVILLE-LES-MONTS	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non		Rurale	411	90-100%	326
14110	BRUCOURT	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non		Rurale	345	90-100%	74
14117	CABOURG	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non	ZV	Urbaine	29	0-10%	11 565
14126	CAMBREMER	CA de Lisieux-Normandie	Oui		Rurale	83	20-30%	824
14131	CANAPVILLE	CC Terre d'Auge	Non		Urbaine	195	60-70%	161
14141	CASTILLON-EN-AUGE	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	104	30-40%	89
14147	CERNAY	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	43	10-20%	87
14161	CLARBEC	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	256	70-80%	221
14177	COQUAINVILLIERS	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	60	10-20%	426
14179	CORDEBUGLE	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	131	40-50%	81
14193	COURTONNE-LA-MEURDRAC	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	28	0-10%	343
14194	COURTONNE-LES-DEUX-EGLISES	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	235	70-80%	352
14198	CRESSEVEUILLE	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non		Rurale	324	80-90%	160

PROJET

INSEE	Nom commune nouvelle	EPCI	Commune nouvelle (oui/non)	Commune en zone de vent (ZV)	Régime FACE 2021	Crit B HIX hors RTE moyenne 2018-2021 (en min)	Plage 10% des communes sur ZQP (critère B)	Nombre de clients à fin 2021
14203	CRICQUEVILLE-EN-AUGE	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non		Rurale	332	90-100%	120
14218	DANESTAL	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	140	40-50%	198
14225	DIVES-SUR-MER	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non	ZV	Urbaine	17	0-10%	5 015
14227	DOUVILLE-EN-AUGE	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non		Rurale	76	10-20%	155
14229	DOZULE	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non		Rurale	91	20-30%	1 130
14230	DRUBEC	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	125	30-40%	61
14231	BEAUFOUR-DRUVAL	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non		Rurale	184	50-60%	291
14238	ENGLESQUEVILLE-EN-AUGE	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	320	80-90%	98
14246	ESCOVILLE	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non		Rurale	23	0-10%	425
14260	FAUGUERNON	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	403	90-100%	136
14261	LE FAULQ	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	450	90-100%	186
14269	FIERVILLE-LES-PARCS	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	131	40-50%	138
14270	FIRFOL	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	153	50-60%	190
14273	LA FOLLETIERE-ABENON	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	270	80-90%	95
14280	FORMENTIN	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	204	60-70%	152
14285	LE FOURNET	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	160	50-60%	30
14293	FUMICHON	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	390	90-100%	154
14300	GERROTS	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non		Rurale	230	60-70%	40
14302	GLANVILLE	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	486	90-100%	147
14303	GLOS	CA de Lisieux-Normandie	Non		Urbaine	124	30-40%	510
14305	GONNEVILLE-SUR-MER	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non	ZV	Rurale	144	40-50%	563
14306	GONNEVILLE-EN-AUGE	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non	ZV	Rurale	286	80-90%	214
14308	GOUSTRANVILLE	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non		Rurale	191	50-60%	157
14316	GRANGUES	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non	ZV	Rurale	329	80-90%	211
14326	HERMIVAL-LES-VAUX	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	217	60-70%	426
14328	HEROUVILLETTE	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non		Rurale	33	0-10%	629
14329	HEULAND	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non		Rurale	88	20-30%	84
14334	L'HOTELLERIE	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	253	70-80%	159
14335	HOTOT-EN-AUGE	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non		Rurale	255	70-80%	205
14337	LA HOUBLONNIERE	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	160	50-60%	141
14338	HOULGATE	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non	ZV	Urbaine	25	0-10%	5 411
14358	LEAUPARTIE	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	40	10-20%	57
14362	LESSARD-ET-LE-CHENE	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	192	50-60%	108
14366	LISIEUX	CA de Lisieux-Normandie	Non		Urbaine	18	0-10%	13 731
14368	LISORES	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	368	90-100%	187

INSEE	Nom commune nouvelle	EPCI	Commune nouvelle (oui/non)	Commune en zone de vent (ZV)	Régime FACE 2021	Crit B HIX hors RTE moyenne 2018-2021 (en min)	Plage 10% des communes sur ZQP (critère B)	Nombre de clients à fin 2021
14371	LIVAROT-PAYS-D'AUGE	CA de Lisieux-Normandie	Oui		Mixte	130	40-50%	3 898
14398	MANERBE	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	82	20-30%	286
14399	MANNEVILLE-LA-PIPARD	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	224	60-70%	194
14403	MAROLLES	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	241	70-80%	427
14409	MERVILLE-FRANCEVILLE-PLAGE	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non	ZV	Urbaine	39	0-10%	3 067
14410	MERY-BISSIERES-EN-AUGE	CA de Lisieux-Normandie	Oui		Rurale	202	60-70%	551
14419	LE MESNIL-EUDES	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	231	70-80%	143
14421	LE MESNIL-GUILLAUME	CA de Lisieux-Normandie	Non		Urbaine	207	60-70%	264
14425	LE MESNIL-SIMON	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	158	50-60%	98
14426	LE MESNIL-SUR-BLANGY	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	105	30-40%	137
14431	MEZIDON VALLEE D'AUGE	CA de Lisieux-Normandie	Oui		Mixte	61	10-20%	4 828
14435	LES MONCEAUX	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	392	90-100%	86
14448	MONTREUIL-EN-AUGE	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	97	20-30%	25
14460	MOYAUX	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	249	70-80%	796
14466	NOROLLES	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	251	70-80%	197
14473	NOTRE-DAME-DE-LIVAYE	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	386	90-100%	60
14474	NOTRE-DAME-D'ESTREES-CORBON	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	105	30-40%	123
14478	ORBEC	CA de Lisieux-Normandie	Non		Urbaine	67	10-20%	1 377
14484	OUILLY-DU-HOULEY	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	231	70-80%	133
14487	OUILLY-LE-VICOMTE	CA de Lisieux-Normandie	Non		Urbaine	276	80-90%	417
14494	PERIERS-EN-AUGE	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non	ZV	Rurale	266	80-90%	110
14499	PETIVILLE	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non		Rurale	61	10-20%	253
14500	PIERREFITTE-EN-AUGE	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	150	40-50%	124
14504	LE PIN	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	341	90-100%	421
14514	PONT L EVEQUE	CC Terre d'Auge	Oui		Mixte	69	10-20%	3 227
14520	LE PRE-D'AUGE	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	132	40-50%	421
14522	PRETREVILLE	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	259	70-80%	190
14524	PUTOT-EN-AUGE	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non		Rurale	183	50-60%	199
14527	BELLE VIE EN AUGE	CA de Lisieux-Normandie	Oui		Rurale	86	20-30%	279
14530	RANVILLE	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non		Rurale	34	0-10%	1 078
14533	REPENTIGNY	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	61	10-20%	55
14534	REUX	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	73	10-20%	278
14540	ROCQUES	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	237	70-80%	141

PROJET

INSEE	Nom commune nouvelle	EPCI	Commune nouvelle (oui/non)	Commune en zone de vent (ZV)	Régime FACE 2021	Crit B HIX hors RTE moyenne 2018-2021 (en min)	Plage 10% des communes sur ZQP (critère B)	Nombre de clients à fin 2021
14541	LA ROQUE-BAIGNARD	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	84	20-30%	77
14550	RUMESNIL	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non		Rurale	28	0-10%	58
14555	SAINT-ANDRE-D'HEBERTOT	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	181	50-60%	278
14563	SAINT-BENOIT-D'HEBERTOT	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	202	60-70%	237
14570	VALORBIQUET	CA de Lisieux-Normandie	Oui		Rurale	106	30-40%	1 286
14571	SAINT-DENIS-DE-MAILLOC	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	28	0-10%	164
14574	SAINT-DESIR	CA de Lisieux-Normandie	Non		Urbaine	89	20-30%	921
14575	SAINT-ETIENNE-LA-THILLAYE	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	281	80-90%	302
14576	VAL-DE-VIE	CA de Lisieux-Normandie	Oui		Rurale	276	80-90%	287
14582	SAINT-GERMAIN-DE-LIVET	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	128	30-40%	345
14593	SAINT-HYMER	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	167	50-60%	390
14595	SAINT-JEAN-DE-LIVET	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	314	80-90%	121
14598	SAINT-JOUIN	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non		Rurale	396	90-100%	150
14601	SAINT-JULIEN-SUR-CALONNE	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	192	60-70%	138
14606	SAINT-LEGER-DUBOSQ	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non		Rurale	203	60-70%	139
14620	SAINT-MARTIN-AUX-CHARTRAINS	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	271	80-90%	271
14621	SAINT-MARTIN-DE-BIENFAITE-LA-CRESSONNIERE	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	106	30-40%	289
14625	SAINT-MARTIN-DE-LA-LIEUE	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	96	20-30%	443
14626	SAINT-MARTIN-DE-MAILLOC	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	136	40-50%	469
14639	SAINT-OUEN-LE-PIN	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	104	30-40%	144
14644	SAINT-PHILBERT-DES-CHAMPS	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	116	30-40%	353
14648	SAINT-PIERRE-DES-IFS	CA de Lisieux-Normandie	Non		Rurale	282	80-90%	197
14654	SAINT-PIERRE-EN-AUGE	CA de Lisieux-Normandie	Oui		Mixte	98	20-30%	4 349
14657	SAINT-SAMSON	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non		Rurale	9	0-10%	148
14660	SAINT-VAAST-EN-AUGE	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non	ZV	Rurale	153	50-60%	100
14665	SALLENELLES	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non	ZV	Rurale	150	40-50%	195
14682	SURVILLE	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	226	60-70%	269
14694	LE TORQUESNE	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	74	10-20%	272
14698	TOUFFREVILLE	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non		Rurale	228	60-70%	181
14706	TOURVILLE-EN-AUGE	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	101	20-30%	166
14723	VALSEME	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	53	10-20%	172
14724	VARAVILLE	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non	ZV	Rurale	27	0-10%	1 432
14740	LA VESPIERE-FRIARDEL	CA de Lisieux-Normandie	Oui		Rurale	127	30-40%	645

INSEE	Nom commune nouvelle	EPCI	Commune nouvelle (oui/non)	Commune en zone de vent (ZV)	Régime FACE 2021	Crit B HIX hors RTE moyenne 2018-2021 (en min)	Plage 10% des communes sur ZQP (critère B)	Nombre de clients à fin 2021
14743	VICTOT-PONTFOL	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge	Non		Rurale	109	30-40%	78
14748	VIEUX-BOURG	CC Terre d'Auge	Non		Rurale	152	40-50%	74

PROJET