BUREAU SYNDICAL
Note de synthèse explicative

Vendredi 27 septembre 2024 – 9h30
Espace Marcel RESTOUT du SDEC ÉNERGIE – CAEN

Convocation envoyée et affichée le 20 septembre 2024

ORDRE DU JOUR

I. COMMUNICATIONS DE LA PRESIDENTE 3

1. Approbation du procès-verbal du Bureau Syndical du 5 juillet 2024 3
2. Compte-rendu des décisions de la Présidente 3
3. Marchés publics 3
4. Transferts de compétences 8
5. Actualités 9

II. TRAVAUX DES COMMISSIONS 14

ADMINISTRATION GENERALE-FINANCES-CARTOGRAPHIE ET USAGES NUMERIQUES 14

6. Budget Principal - Décision Modificative n°1 – Chapitre 002 14
7. Budget principal - Décision modificative n°2 – Chapitre 012 14
8. Budget principal - Décision modificative n°3 – Chapitre 65 15
9. Budget annexe « Mobilité Durable » - Décision modificative n°1 – Chapitre 011 15
10. Mise en œuvre du budget Vert 16
11. Subventions 2024 17
12. Financement des participations des membres aux travaux par fonds de concours 18
13. Créations de postes 19

CONCESSIONS ELECTRICITE ET GAZ 20

14. Bilan du rapport de contrôle 2023 – Données 2022 – ENEDIS / EDF 20

DEVELOPPEMENT ECONOMIQUE 20

15. Aides aux extensions pour activités économiques et ouvrages communaux, intercommunaux 20
16. Aides aux extensions pour sites privés 21
17. Demande d'aide financière exceptionnelle – Monument historique du Manoir des Mathurins à Lisieux 22

RELATIONS USAGERS ET PRECARITE ENERGETIQUE 22

18. Avenant n°1 à la convention départementale de partenariat pour la gestion du dispositif solidarité énergie du fonds de solidarité pour le logement 2023-2025 (FS2E - ex FSE) 22
19. Convention type de partenariat avec les accompagnateurs renov (MAR) labellisés « accompagnement social renforcé » (2024-2025) 23

TRANSITION ENERGETIQUE 25

20. Réalisation d'une chaufferie bois alimentant un ou plusieurs bâtiments d'une même collectivité – Taux de participation financière 25
21. Programme d'Accompagnement des Collectivités à la Transition Energétique (PACTE) : Aides financières 26

MOBILITES BAS CARBONE 28

22. Pose d'une borne de recharge pour vélo à assistance électrique (VAE) – Commune d'ELLON 28

TRAVAUX SUR LES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE 29

23. Programme de raccordement du réseau public d'électricité – 7ème tranche 2024 29
24. Programme de renforcement du réseau public d'électricité – 3ème tranche 2024 29
25. Programme de sécurisation du réseau public d'électricité – 2ème tranche 2024 30
26. Programme d'effacement coordonné des réseaux –3ème tranche 2024 30
27. Programme d'effacement coordonné des réseaux –1ère tranche 2025 30
28. Travaux réalisés par le SDEC ÉNERGIE sous mandat pour compte de tiers (collectivités) 31
29. Travaux réalisés par les lotisseurs privés sous mandat du SDEC ÉNERGIE (pour la desserte intérieure de lotissements privés) 31
30. Conventions tripartites pour le déploiement de fibre optique sur supports communs 32

ECLAIRAGE PUBLIC ET SIGNALISATION LUMINEUSE.....33
31. Eclairage public et Signalisation Lumineuse – 6ème tranche de Travaux 2024 < 40 k€ HT..... 33
32. Eclairage public et Signalisation Lumineuse –6ème Tranche de travaux 2024 ≥ 40 k€ HT..... 33
33. Convention type de mise à disposition des supports d'éclairage public et de l'alimentation permanente du réseau d'Éclairage Public pour l'alimentation de caméras de vidéosurveillance..... 34
34. Accord de principe relatif aux demandes de subvention dans le cadre du Fonds vert, à compter de 2024 . 35

QUESTIONS DIVERSES

Les membres du Bureau Syndical souhaitant évoquer un point particulier devant le Bureau Syndical en aviseront préalablement la Présidente.

*****

Annexe 1 :	*Procès-verbal de la séance du 5 juillet 2024*	*p 36*
Annexe 2 :	*Liste des demandes de financement par fonds de concours*	*p 48*
Annexe 3 :	*Synthèse et bilan du rapport de contrôle 2023 – Données 2022 – ENEDIS / EDF*	*p 50*
Annexe 4 :	*Liste des aides aux extensions pour activités et ouvrages communaux, intercommunaux*	*p 117*
Annexe 5 :	*Avenant n°1 à la convention départementale de partenariat - dispositif solidarité énergie du fonds de solidarité pour le logement 2023-2025 (FS2E - ex FSE)*	*p 119*
Annexe 6 :	*Convention type de partenariat avec les accompagnateurs renov (MAR) labellises (2024-2025)*	*p 121*
Annexe 7 :	*Convention pour attribution d'une aide dans le cadre du PACTE – CC Vallées de l'Orne et de l'Odon*	*p 130*
Annexe 8 :	*Avenant n°1 à la convention PACTE – CC du Pays de Falaise*	*p 133*
Annexe 9 :	*Convention pour attribution d'une aide dans le cadre du PACTE – CC du Pays de Falaise*	*p 149*
Annexe 10 :	*Programme de raccordement du réseau public d'électricité – 7ème tranche 2024*	*p 152*
Annexe 11 :	*Programme de renforcement du réseau public d'électricité – 3ème tranche 2024*	*p 154*
Annexe 12 :	*Programme de sécurisation du réseau public d'électricité – 2ème tranche 2024*	*p 155*
Annexe 13 :	*Programme d'effacement coordonné des réseaux –3ème tranche 2024*	*p 156*
Annexe 14 :	*Programme d'effacement coordonné des réseaux –1ère tranche 2025*	*p 157*
Annexe 15 :	*Convention de travaux réalisés par le SDEC ÉNERGIE sous mandat pour compte de tiers*	*p 160*
Annexe 16 :	*Conventions tripartites pour le déploiement de fibre optique sur supports communs*	*p 174*
Annexe 17 :	*Eclairage public et Signalisation Lumineuse – 6ème tranche de Travaux 2024 < 40 k€ HT*	*p 205*
Annexe 18 :	*Convention type de mise à disposition des supports d'éclairage public*	*p 207*

I. COMMUNICATIONS DE LA PRESIDENTE

1. APPROBATION DU PROCES-VERBAL DU BUREAU SYNDICAL DU 5 JUILLET 2024

→ *Annexe 1 p 36.*

2. COMPTE-RENDU DES DECISIONS DE LA PRESIDENTE

La Présidente rendra compte des décisions prises, en vertu de la délégation du Comité Syndical du 30 mars 2023, depuis le Bureau Syndical du 5 juillet 2024 :

Objet				Impact financier
Transition Energétique	Conseil en Energie Partagé	Niveau 1	Adhésion des communes de Baron-sur-Odon, Cabourg et Jort	1 920 € 1 600 € 2 080 €
		Niveau 2	Adhésion des communes de Baron-sur-Odon, Jort, Saint-Pierre-des-Ifs, Ablon et Cabourg et la Communauté de Communes Bayeux Intercom	4 400 € 4 400 € 4 400 € 4 400 € 2 200 €
Mobilités bas carbone	Acquisition d'un véhicule électrique neuf - Aides financières - Communauté de communes Isigny-Omaha Intercom			2 000 €

3. MARCHES PUBLICS

- <u>Consultations en cours</u>

Objet	Type de procédure
Maitrise d'œuvre pour la rénovation énergétique de l'école de la commune de Saint Pierre Canivet	Procédure adaptée ≥ 40 000 € HT
Travaux pour l'installation de panneaux photovoltaïques dans les communes de Falaise et Livarot	
Travaux pour la rénovation énergétique de la mairie de Crocy	
Travaux pour la rénovation énergétique de la salle polyvalente de Vimont	
Prestations de nettoyage des locaux du SDEC ENERGIE	
Prestations de conseil juridique	
Travaux souterrains sur les réseaux : électricité, éclairage, génie civil de communications et infrastructures de recharge pour véhicules électriques - lot 11b	Procédure avec négociation
Acquisition, exploitation et maintenance d'une solution logicielle de gestion des travaux du SDEC ENERGIE	Appel d'offres ouvert

- **Résultats de consultations, nécessitant délibérations – Procédures adaptées ≥ 40 000 € HT**

Vu le rapport de la Présidente au Bureau Syndical, joint en annexe de la délibération sous OXYAD :

Objet	Attributaire
Maîtrise d'œuvre pour la rénovation énergétique des écoles élémentaire et maternelle de la commune d'Evrecy	ATELIER TOT

Délibération : *il appartiendra au Bureau Syndical :*

- *d'acter le rapport de la Présidente présenté en séance ;*
- *de décider d'attribuer l'accord-cadre à l'entreprise ATELIER TOT, pour un montant de 34 600 € HT ;*
- *de charger Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et de tout acte s'y rapportant lorsque les crédits sont inscrits au budget, y compris tout éventuel avenant ;*
- *de charger Madame la Présidente d'en rendre compte au Comité Syndical.*

Vu le rapport de la Présidente au Bureau Syndical, joint en annexe de la délibération sous OXYAD :

Objet	Attributaire
Entretien annuel et dépannage des chaufferies biomasses et de leurs équipements annexes	IDEX ENERGIES

Délibération : *il appartiendra au Bureau Syndical :*

- *d'acter le rapport de la Présidente présenté en séance ;*
- *de décider d'attribuer l'accord-cadre à l'entreprise IDEX ENERGIES, pour un montant du DQE de 15 541.70 € HT ;*
- *de charger Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et de tout acte s'y rapportant lorsque les crédits sont inscrits au budget, y compris tout éventuel avenant ;*
- *de charger Madame la Présidente d'en rendre compte au Comité Syndical.*

Vu le rapport de la Présidente au Bureau Syndical, joint en annexe de la délibération sous OXYAD :

Objet	Attributaire
Maintenance et évolution des solutions logicielles SYECL et X'MAP	SIRAP

Délibération : *il appartiendra au Bureau Syndical :*

- *d'acter le rapport de la Présidente présenté en séance ;*
- *de décider d'attribuer l'accord-cadre à l'entreprise SIRAP pour un montant maximum de 80 000 € HT sur 4 ans ;*
- *de charger Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et de tout acte s'y rapportant lorsque les crédits sont inscrits au budget, y compris tout éventuel avenant ;*
- *de charger Madame la Présidente d'en rendre compte au Comité Syndical.*

- **Résultats de consultations, ne nécessitant pas de délibération (appel d'offres)**

Objet	Lot	Attributaires
Prestations de communication	Lot 1 : Edition	APRIM
	Lot 2 : Création graphique	UNIK STUDIO GRAPHIQUE
	Lot 3 : Impression	CAEN REPRO IMPRIMERIE
Fourniture de luminaires peints pour éclairage routier ou résidentiel	Lot 1 : Fourniture de luminaires peints pour éclairage routier	ECLATEC
	Lot 2 : Fourniture de luminaires peints pour éclairage résidentiel	SIMON LIGHTING
Marché subséquent 3 – Groupement de commandes pour la fourniture et l'acheminement de gaz, d'électricité et services associés	Lot 1 : ÉLECTRICITÉ - Points de livraison (PDL) raccordés en BT avec une puissance ≤ 36 kVA (C5)	TOTAL ENERGIES
	Lot 2 : ÉLECTRICITÉ - Points de livraison (PDL) : • Raccordés en BT avec une puissance > 36 kVA (C4) • En HTA à courbe de charge mesurée (C2)	TOTAL ENERGIES
	Lot 3 : GAZ - Points de comptage et d'estimation gaz	TOTAL ENERGIES
Fourniture de contrôleurs à l'armoire de commande pour un réseau d'éclairage public		ARCOM

- **Avenants* nécessitant délibérations**

Entreprise	Marché	Objet de l'avenant	Observations
TOTAL ENERGIES	Marché subséquent n°1 – Groupement de commandes pour la fourniture et l'acheminement de gaz, d'électricité et services associés (lot 2)	Avenant 4 : clarification de l'application des arrondis sur les prix indiqués au BPU	Sans incidence financière
TOTAL ENERGIES OCTOPUS ENERGY FRANCE	Marché subséquent n°2 - Groupement de commandes pour la fourniture et l'acheminement de gaz, d'électricité et services associés (lots 1 et 2)	Avenants 1 (TOTAL) et (OCTOPUS) : SWAP ARENH Partiel	

** Avenant* joints en annexe des projets de délibérations sous OXYAD*

Délibération : *il appartiendra au Bureau Syndical :*

- *d'accepter, dans le cadre du lot 2 au marché subséquent n°1 – Groupement de commande pour la fourniture et l'acheminement de gaz, d'électricité et services associés, l'avenant n°4 proposé ;*
- *d'accepter, dans le cadre des lots 1 et 2 au marché subséquent n°2 – Groupement de commande pour la fourniture et l'acheminement de gaz, d'électricité et services associés, les avenants n°1 proposés pour la mise en œuvre du swap ARENH partiel ;*
- *de charger Madame la Présidente de la mise en œuvre de ces décisions et l'autoriser à signer les avenants aux marchés correspondants, ainsi que tous les actes et documents s'y rapportant.*

- **Avenant ne nécessitant pas de délibération**

Entreprise	Marché	Objet de l'avenant	Observations
GROUPAMA	**Services d'assurances** Lot 1 : Dommage aux biens et risques annexes Lot 3 : Flotte automobile et risques annexes	Augmentation de la prime annuelle et de la franchise de base appliquée	Avec incidence financière – mis en place à la suite du souhait exprimé par GROUPAMA de résilier les contrats d'assurance

- **Reconductions de marchés :**

Marchés / Lots	Titulaire	Durée (en mois)	Prise d'effet	Fin maxi
Mise en place d'un cadastre solaire	CYTHELIA ENERGY	24 mois Reconductible 4 x 6 mois	11/10/2022	10/10/2026
Traitement dématérialisé et acheminement des déclarations de projets de travaux (DT), d'intention de commencement de travaux (DICT), des DT DICT conjointes et des avis de travaux urgents (ATU)	SOGELINK	12 mois Reconductible 3 x 12 mois	01/10/2021	30/09/2025
Traitement des poteaux béton déposés 2022	SOCIETE DES MATERIAUX CAENNAIS	12 mois Reconductible 3 x 12 mois	10/10/2022	09/10/2026
Maintenance et exploitation de la plomberie et des installations thermiques & climatiques du SDEC ENERGIE	MISSENARD QUINT B	12 mois Reconductible 3 x 12 mois	22/10/2021	21/10/2025
Maintenance de 2 copieurs (1er et 2ème étages)	KOESIO NORD OUEST	12 mois Reconductible 3 x 12 mois	06/11/2023	05/11/2027
Contrat d'entretien et de maintenance d'aquarium	A CAEN L'AQUA	12 mois Tacite reconduction	23/12/2022	–
Contrat de conseil et d'assistance permanente en assurance	PROTECTAS	12 mois Reconductible 3 x 12 mois	01/01/2024	31/12/2027
Contrôle de stabilité mécanique des mâts d'éclairage public et potences de signalisation lumineuse	REI LUX CONTROLES	12 mois Reconductible 3 x 12 mois	10/12/2021	09/12/2025

- **Non reconductions de marchés :**

Marchés / Lots	Titulaire	Durée (en mois)	Prise d'effet	Fin maxi
Hébergement et maintenance du portail web MAPEO	CREATEUR DIMAGE	12 mois Reconductible 2 x 12 mois	03/11/2022	02/11/2025
Maintenance corrective et évolutive, prestations et fournitures complémentaires pour la solution logicielle MAPEO de la société 1SPATIAL	1SPATIAL	24 mois Reconductible 1 x 24 mois	16/11/2022	15/11/2026

- Sous-traitances 2024 :

➢ **Création d'une chaufferie bois plaquette et d'un réseau technique de distribution de chaleur sur la commune d'Ouilly-le-Tesson :**

Titulaire	Sous-Traitant	Nature des prestations sous-traitées	Montant HT
CRAM SAS	GAGNERAUD CONSTRUCTION	Travaux de Gros-œuvre	68 000,00 €

➢ **Travaux et maintenance EP/SL :**

Lots	Titulaire	Sous-Traitant	Nature des prestations sous-traitées	Montant HT
4 - CAEN NORD - CAEN EST	GAGNERAUD CONSTRUCTION + SATO + RESEAUX ENVIRONNEMENT	MILECLAIR	Nettoyage de 1422 mâts	10 636,56 €
5 - PAYS D'AUGE NORD			Nettoyage de 1498 mâts	11 205,04 €
6 - LISIEUX - VAL ES DUNES - PAYS DE FALAISE			Nettoyage de 1515 mâts	11 332,20 €

➢ **Travaux souterrains 2022 :**

Lots	Titulaire	Sous-Traitant	Nature des prestations sous-traitées	Montant HT
8 - CC Cœur Côte Fleurie - CC du Pays d'Honfleur et Beuzeville	SPIE CITYNETWORKS + RESEAUX ENVIRONNEMENT	GB FORAGES DIRIGES	Forages dirigés	50 000,00 €
		TOFFOLUTTI	Travaux de voirie	50 000,00 €
15 - CC Intercom de la Vire au Noireau	STURNO + TEIM	SERPE	Elagage	3 700,00 €

➢ **Travaux de raccordement 2022 :**

Lots	Titulaire	Sous-Traitant	Nature des prestations sous-traitées	Montant HT
2a - Caen La mer et ses environs - Suisse Normande et Pays de Falaise	GARCZYNSKI TRAPLOIR OMEXOM + RESEAUX ENVIRONNEMENT	SPIE CITYNETWORKS	Réalisation d'études	1 738,30 €
3 -CC Pays d'Auge Nord et Pays d'Auge Sud	SPIE CITYNETWORKS + RESEAUX ENVIRONNEMENT	SPIE CITYNETWORKS	Réalisation d'études	7 195,41 €
		GB FORAGES DIRIGES	Forages dirigés	50 000,00 €

➢ **Travaux souterrains 2024 :**

Lots	Titulaire	Sous-Traitant	Nature des prestations sous-traitées	Montant HT
9a - CC terre d'Auge	RESEAUX ENVIRONNEMENT + SPIE CITYNETWORKS	GB FORAGES DIRIGES	Forages dirigés	50 000,00 €
16a – CC Pré-Bocage Intercom	GARCZYNSKI TRAPLOIR OMEXOM	TEIM	Effacement des réseaux – AUNAY SUR ODON – 23AME0017	217 677,89 €

4. TRANSFERTS DE COMPETENCES

Conformément aux dispositions de l'article 5.2 des statuts du SDEC ÉNERGIE, applicables au 1er janvier 2017, il sera proposé au Bureau Syndical de se prononcer sur les demandes de transferts de compétences suivantes, enregistrées depuis le Bureau Syndical du 5 juillet 2024 :

➢ **Gaz :**

Collectivité	Date de la délibération de la commune
SAINT-MARTIN-DE-MIEUX	17 mai 2024

➢ **ECLAIRAGE PUBLIC :**

Collectivité	Date de la délibération de la commune	Observation
VALDALLIERE	8 mars 2016	Régularisation du transfert de la compétence suite à une erreur matérielle dans la délibération n° 2016-03/BS/DB-04 (ligne manquante)

➢ **IRVE :**

Collectivité	Date de la délibération de la commune	Observation
VALDALLIERE	8 mars 2016	Régularisation du transfert de la compétence sur l'ensemble des territoires des communes nouvelles et suite erreur matérielle dans la délibération n° 2016-03/BS/DB-04 pour Valdallière
BALLEROY-SUR-DROME	6 juillet 2016	
VIRE NORMANDIE	29 mai 2017	
SAINT-LOUP-HORS	9 avril 2024	---
LE PRE D'AUGE	26 juin 2024	

Les communes ne possédaient pas d'actif relevant de la compétence « Infrastructures de recharge pour véhicules électriques, hybrides, à hydrogène rechargeables », il sera donc proposé de fixer la valeur du patrimoine à 0 € à la date de ces transferts.

Délibération : *il appartiendra au Bureau Syndical :*

- *d'accepter le transfert de la compétence « GAZ », visée à l'article 3.3 des statuts du SDEC ÉNERGIE, par la commune de Saint-Martin-de-Mieux ;*
- *d'accepter le transfert de la compétence « Eclairage Public », visée à l'article 3.4 des statuts du SDEC ÉNERGIE, par la commune de Valdallière, qui, suite à une erreur matérielle, manque dans la délibération du Bureau Syndical n°2016-03/BS/DB-04 du 22 avril 2016 ;*
- *d'accepter le transfert de la compétence « Infrastructures de charge pour véhicules électriques, hybrides, à hydrogène rechargeables - IRVE », visée à l'article 3.6 des statuts du SDEC ÉNERGIE, par les communes de Valdallière (qui, suite à une erreur matérielle, manque dans la délibération du Bureau Syndical n°2016-03/BS/DB-04 du 22 avril 2016), Balleroy-sur-Drôme, Vire-Normandie, Saint-Loup-Hors et Le Pré d'Auge ;*
- *de dire que la valeur de l'actif à la date du transfert de la compétence « Infrastructures de charge pour véhicules électriques, hybrides, à hydrogène rechargeables - IRVE», des communes de Valdallière, Balleroy-sur-Drôme, Vire-Normandie, Saint-Loup-Hors et Le Pré d'Auge s'élève à 0 € ;*
- *de décider de mettre en œuvre ces transferts de compétence, tant sur les aspects patrimoniaux, financiers et techniques ;*
- *de charger Mme la Présidente de la mise en œuvre de ces décisions et de l'autoriser à signer tout acte s'y rapportant.*

5. ACTUALITES

○ Ordre du jour du Comité Syndical du 10 octobre 2024

Le prochain Comité Syndical du SDEC ÉNERGIE se réunira le jeudi 10 octobre 2024 à 14h00, dans la salle Normandie de la CCI Caen Normandie à Saint-Contest.

Son ordre du jour prévisionnel est le suivant :

Actualités du syndicat	- Approbation du procès-verbal du Comité Syndical du 20 juin 2024, - Compte-rendu des décisions de la Présidente, - Etat des transferts de compétences, - Etat d'avancement de la procédure d'adhésion de Blainville-sur-Orne, - Demande d'adhésion de la Communauté de Communes d'Isigny-Omaha Intercom - Groupement d'achat d'énergies 2025 - Agenda du Comité Syndical.
Finances	- Financement des participations des membres aux travaux par fonds de concours - Budget principal - Décisions Modificatives n°1, 2 et 3 - Chapitres 002, 012 et 65 - Budget annexe « Mobilité Durable » - Décision Modificative n°1 – Chapitre 011
Concession Electricité	- Bilan du rapport de contrôle ENEDIS/EDF 2023 – Données 2022 - Présentation du bilan du Programme Annuel 2023 et des perspectives du Programme Annuel 2024 dans le cadre du 2ème PPI 2023-2026*

** Conformément au contrat de concession, le programme annuel 2024 sera présenté conjointement par Mme la Présidente et M. Frédéric HARDOUIN, délégué territorial du Calvados Enedis.*

- **<u>Présentation du bilan du Programme Annuel 2023 et des perspectives du Programme Annuel 2024 dans le cadre du 2ème PPI 2023-2026</u>**

Le contrat de concession électricité, approuvé par délibération du Comité Syndical en date du 13 décembre 2018, prévoit l'établissement de Programmes Pluriannuels d'Investissement (PPI) par période de 4 ans, déclinés en Programmes Annuels (PA).

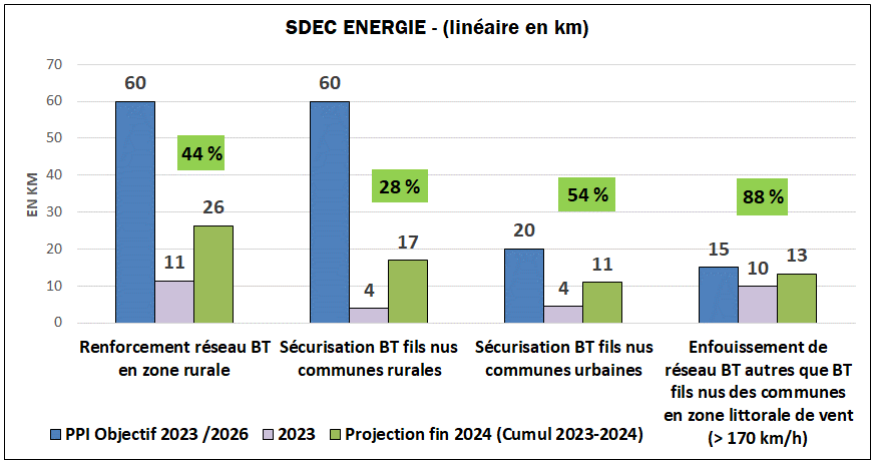
Dans le cadre du 2nd PPI de ce contrat de concession, élaboré pour la période 2023-2026, une présentation conjointe du bilan du programme annuel 2023 et des perspectives du programme annuel 2024, par la Présidente du SDEC ÉNERGIE, Madame Catherine GOURNEY-LECONTE, et par le représentant d'ENEDIS, Monsieur Frédéric HARDOUIN, délégué territorial du Calvados, sera proposé au Comité Syndical du 10 octobre 2024.

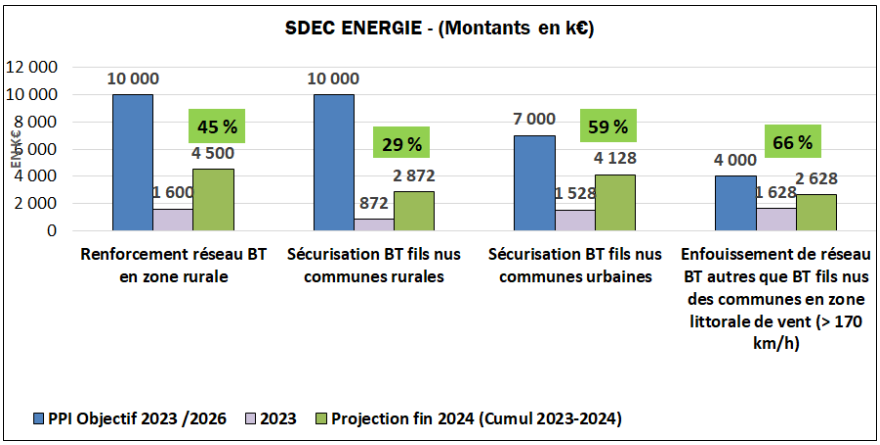
A noter que le suivi régulier des investissements du concessionnaire et du SDEC ÉNERGIE permet de s'assurer des engagements des deux parties.

➢ Les investissements (techniques et financiers) réalisés par Enedis sont les suivants :

	Quantités techniques et financières PPI 2023-2026											
	Finalité	TOTAL prévu pour la durée du PPI 2023-2026		Réalisé en 2023			Projection à fin 2024		CUMUL 2023 - 2024		Projection/PPI	
											Quantités techniques	Quantités financières
Fiabilité & modernisation	1 -Lignes aériennes HTA rénovées (RP)	275 km	7 000 k€	78,1 km	2 276 k€		80 km	2 070 k€	158,1 km	4 346 k€	57%	62%
	2 - Lignes aériennes HTA obsolètes	45 km	16 000 k€	6,8 km	1 560 k€	5 076 K€	12,5 km	4 330 k€	19,3 km	9 406 k€	43%	59%
	3 - Création d'OMT	30 OMT		5 OMT	113 k€		11 OMT		16 OMT		53%	
	4 - Renouvellement des câbles HTA souterrain CPI	20 km		6,01 km	967 k€		6 km		12,01 km		60%	
	5 - Renouvellement BT fils nus	15 km		7,8 km	898 k€		4,8 km		12,6 km		84%	
	6 - Renouvellement des câbles BT souterrain	12 km		4 km (dont 3 km de CPI)	1 538 k€		2,4 km (dont 1,7 km de CPI)		6,4 km (dont 4,7 km de CPI)		53%	
Résilience	7 - Lignes aériennes HTA en risque avéré dans le cadre du PAC	13 km	2 300 k€	4,10 km	777 k€	777 k€	3,6 km	650 k€	7,7 km	1 427 k€	59%	62%
	8 - Postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque inondation 30 ans sécurisés	25 postes		0	0 k€		19 postes		19 postes		76%	
		15 postes		0	0 k€		0 poste		0 poste		0%	
Réglementaire	10 - Transformateurs HTA/BT à traiter dans le cadre de la règlementation relative au PCB	100 transfo	500 k€	67 transfo	359 k€	359 k€	20 Transfo	80 k€	87 transfo	439 k€	87%	88%
Renforcement	11 - Renforcement réseau HTA	1,3 km	3 200 k€	1,7 km	304 k€	910 k€	0 km	380 k€	1,7 km	1 290 k€	131%	40%
	12 - Renforcement réseau BT	10 km		2,7 km	606 k€		2 km		4,7 km		47%	
	Total des investissements au PA	29 000 k€		9 398 k€			7510 k€		16 908 k€		58%	

➢ Les investissements (techniques et financiers) réalisés par le SDEC ÉNERGIE sont les suivants :





Une présentation détaillée de ces investissements réalisés par Enedis et le SDEC ENERGIE sera faite en séance.

- <u>Commissions Locales d'Energie 2024</u>

Comme convenu lors d'échanges précédents en Bureau Syndical, le SDEC ÉNERGIE organise les prochaines Commissions Locales d'Energie du 30 septembre au 22 octobre 2024.

Ce rendez-vous sera l'occasion de déchiffrer l'actualité et particulièrement celle du groupement d'achat d'énergies et l'évolution des prix, mais aussi d'échanger sur les projets réalisés, en cours ou à venir sur le territoire de chacun.

Plus précisément, l'ordre du jour proposé aux maires, présidents, délégués du syndicat, Directeurs généraux et secrétaires de mairie est le suivant :

De 18h à 19h15 :

- Élection d'un représentant au Comité Syndical sur les secteurs de Terre d'Auge, Bayeux Intercom, Seulles, Terre et Mer, Lisieux Normandie et Vallées de l'Orne et de l'Odon.
- Groupements d'achat d'énergies : évaluation et projections
- Le syndicat sur votre territoire : bilan et perspectives concernant les travaux sur les réseaux, l'éclairage public, la transition énergétique, la mobilité…
- Intervention des partenaires : Enedis, GRDF, Orange.

A partir de 19h15 :

La réunion se poursuivra par des échanges personnalisés et le recensement des besoins 2025, autour de stands d'information :

- Travaux sur les réseaux
- Éclairage public - Signalisation lumineuse
- Mobilité
- Transition énergétique
- Achats d'énergies

Pour rappel, ces CLE sont animées par un ou plusieurs élus du Bureau Syndical et un membre de la Direction Générale.

Le planning finalisé sera rappelé en séance :

CLE	DATE	LIEUX CONFIRMES	ELUS BS
TERRE D'AUGE CC TERRE D'AUGE	**Lundi 30 septembre**	**PONT L'EVEQUE** Salle Polyvalente - Marché Couvert Place du Maréchal Foch	*Election au Comité Syndical du 12 décembre 2024*
INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	**Mardi 1er octobre**	**ROULLOURS** (Vire Normandie) Salle des fêtes - Centre Bourg	Catherine GOURNEY-LECONTE Gilles MALOISEL
NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	**Mardi 1er octobre**	**DOZULE** Salle des fêtes - Avenue Georges Landry	Patrice GERMAIN
BAYEUX INTERCOM CC BAYEUX INTERCOM	**Mercredi 2 octobre**	**BAYEUX** Salle La Comète 33 Bld Maréchal Montgomery	Jean LEPAULMIER
CINGAL SUISSE-NORMANDE CC CINGAL SUISSE-NORMANDE	**Mercredi 2 octobre**	**THURY HARCOURT LE HOM** Espace Gringore 6 rue Jean Honoré Fragonard	Philippe LAGALLE Abderrahman BOUJRAD
SEULLES TERRE ET MER	**Jeudi 3 octobre**	**MARTRAGNY** (Moulins en Bessin) Salle des fêtes – 952 rue de Creully	Hervé GUIMBRETIERE
ISIGNY OMAHA INTERCOM CC ISIGNY-OMAHA INTERCOM	**Jeudi 3 octobre**	**LE MOLAY-LITTRY** Salle du Module Place du Docteur René Verney	Rémi BOUGAULT Cédric POISSON
LISIEUX NORMANDIE SIVOM D'ORBEC ET DE LA VESPIERE	**Lundi 7 octobre**	**SAINT-GERMAIN-DE LIVET** Salle des fêtes	Anne-Marie BARREAU Denis CHERON
PRE BOCAGE INTERCOM CC PRE BOCAGE INTERCOM	**Mardi 8 octobre**	**VILLERS-BOCAGE** Centre Richard-Lenoir - Rue Richard-Lenoir	Vincent RUON
PAYS DE FALAISE CC DU PAYS DE FALAISE	**Mardi 8 octobre**	**SAINT-PIERRE-CANIVET** Salle polyvalente - 5 Le Clos Cantepie	Jean-Yves HEURTIN
CŒUR DE NACRE CC Cœur de Nacre	**Mercredi 9 octobre**	**LUC-SUR-MER** Salle Brummel - Rue Brummel	Jean-Luc GUILLOUARD
COEUR COTE FLEURIE PAYS DE HONFLEUR BEUZEVILLE	**Mercredi 9 octobre**	**SAINT-GATIEN-DES-BOIS** Salle des fêtes « Le Pôle »	Claude BENOIST Catherine FLEURY
VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON CC Vallées de l'Orne et de l'Odon	**Lundi 14 octobre**	**EVRECY** Salle des fêtes 2 place du Général de Gaulle	Henri GIRARD
VAL ES DUNES	**Lundi 14 octobre**	**ARGENCES** FORUM - Place de la République	Alain LE FOLL
CUCM **Communes CU membres du SDEC ENERGIE**	**Mardi 22 octobre**	**SAINT-CONTEST** CCI CAEN NORMANDIE 1 Rue René Cassin	Marc LECERF Romain BAIL Franck GUEGUENIAT Théophile KANZA MIA DIYEKA Philippe CAPOËN

- **Normandie Energies Tour 2024**

Pour rappel, la 8ème édition du Normandie Energies Tour (NET), le rallye de la Liberté, sera organisée, en cette année de commémoration du 80ème anniversaire du Débarquement, le samedi 21 septembre prochain, sur les routes du DDay.

Depuis 2016, rendez-vous est donné aux fans de voitures bas-carbone avec, comme à chaque édition, des découvertes du patrimoine et de beaux paysages, des moments de partage, de dégustation et de compétitions Fairplay.

Un retour sur cet évènement de la rentrée sera présenté en séance.

- **Echéances 2024 et 2025**

- Monsieur Pierre MOURARET, maire de DIVES-SUR-MER, et Madame Catherine GOURNEY-LECONTE, Présidente du SDEC ÉNERGIE, inaugureront, le mardi 24 septembre prochain à 11h30 (Parking du Beffroi – Dives-sur-Mer) de **nouvelles bornes de recharge pour véhicules électriques MobiSDEC,** déployées dans le cadre du Schéma Directeur de développement des Infrastructures de Recharge pour Véhicules Electriques (SDIRVE).

- **La signature officielle des documents relatifs à la création de la SAS SoliSDEC** aura lieu le mardi 15 octobre 2024, à 11h30, dans les locaux du SDEC ÉNERGIE.

- **Une réunion d'information du lancement du Marché Subséquent n°2 – 2025 du groupement d'achat d'énergies** est programmée le mardi 15 octobre 2024, à 14h, dans la salle polyvalente de Biéville-Beuville.

- **La commission d'intégration des ouvrages dans l'environnement** se tiendra le vendredi 18 octobre 2024 à la suite de la commission « Travaux sur les réseaux publics d'électricité », soit vers 10h30 (horaire précis à confirmer selon l'ordre du jour de la commission).

- **La conférence NOME** aura lieu le jeudi 7 novembre 2024, à 10h, dans les locaux de la Préfecture du Calvados.

- **La Fresque de la précarité énergétique**, atelier collaboratif, à la fois jeu de société et carte mentale, qui permet de comprendre et ressentir les enjeux liés à la précarité énergétique, sera proposée le vendredi 8 novembre 2024, à 14h, à l'issue du déjeuner du Bureau Syndical.

- **La commission « Transition Energétique »** initialement programmée le mercredi 20 novembre 2024, est avancée au mercredi 13 novembre 2024, à 9h30, dans la salle Marcel RESTOUT du SDEC ÉNERGIE.

- L'UAMC organise sa **2ème édition du salon des collectivités** le jeudi 3 avril 2025 à l'Hippodrome de Cabourg, Hall Michel d'Ornano, de 8h30 à 17h00.

II. TRAVAUX DES COMMISSIONS

ADMINISTRATION GENERALE-FINANCES-CARTOGRAPHIE ET USAGES NUMERIQUES

M. Philippe LAGALLE, 1er Vice-Président en charge de l'administration générale, des finances, de la cartographie et des usages numériques, présentera les travaux de la commission, réunie le 10 septembre 2024 et qui nécessitent délibérations du Bureau et du Comité Syndical.

- **Finances**

6. BUDGET PRINCIPAL - DECISION MODIFICATIVE N°1 – CHAPITRE 002

A la demande de la Paierie départementale, la commission proposera au Bureau Syndical de soumettre au Comité Syndical du 10 octobre prochain, une 1ère décision modificative du Budget Principal voté le 28 mars 2024, permettant de corriger une erreur de saisie.

En effet, la délibération du Comité Syndical du 28 mars 2024 fait état d'un montant du résultat reporté de la section de fonctionnement s'élevant à 22 282 078,37 €, tandis que le résultat reporté de la section de fonctionnement inscrit dans la maquette du Budget Principal 2024 s'élève à 22 282 430,66 €, soit une différence de 352,29 €.

Cette décision modificative n°1 du Budget principal modifierait les imputations comptables comme suit :

Section	Sens	Chapitre	Montant de l'article avant ajustement	Montant de l'ajustement	Montant de l'article après ajustement
Fonctionnement	Recette	002	22 282 430,66 €	- 352,29 €	22 282 078,37 €
Fonctionnement	Recette	76	90,34 €	+ 352,29 €	442,63 €

Il sera proposé au Bureau Syndical de soumettre cette décision modificative au Comité Syndical du 10 octobre 2024.

7. BUDGET PRINCIPAL - DECISION MODIFICATIVE N°2 – CHAPITRE 012

Pour rappel, le montant des crédits votés par le Comité Syndical du 28 mars 2024 au chapitre 012 relatif à la masse salariale s'élève à 4,7 M€.

Considérant les besoins supplémentaires de crédits liés aux recrutements nécessaires au fonctionnement des services et au développement des activités du Syndicat, à la revalorisation salariale des agents et aux remplacements d'agents absents pour congé maladie, la commission proposera au Bureau Syndical de soumettre au Comité Syndical du 10 octobre prochain un ajustement de ces crédits votés au chapitre 012 à hauteur de 250 000 €.

Cette décision modificative n°2 du Budget principal modifierait les imputations comptables comme suit :

Section	Sens	Chapitre	Montant de l'article avant ajustement	Montant de l'ajustement	Montant de l'article après ajustement
Fonctionnement	Dépense	012	4 700 000 €	+ 250 000 €	4 950 000 €
Fonctionnement	Dépense	011	12 000 000 €	- 250 000 €	11 750 000 €

Il sera proposé au Bureau Syndical de soumettre cette décision modificative au Comité Syndical du 10 octobre 2024.

8. BUDGET PRINCIPAL - DECISION MODIFICATIVE N°3 – CHAPITRE 65

La commission proposera au Bureau Syndical de soumettre au Comité Syndical du 10 octobre prochain l'ajustements des crédits votés au chapitre 65 en raison du changement de méthode comptable relative à la gestion de l'APCR et d'un besoin de subvention d'équilibre de la section de fonctionnement supérieur pour la régie « Mobilité durable », à hauteur de 250 000 €.

Cette décision modificative n°3 du Budget principal modifierait les imputations comptables comme suit :

Section	Sens	Chapitre	Montant de l'article avant ajustement	Montant de l'ajustement	Montant de l'article après ajustement
Fonctionnement	Dépenses	65	1 580 000 €	+ 250 000 €	1 830 000 €
Fonctionnement	Dépenses	011	11 750 000 €	- 250 000 €	11 500 000 €

Il sera proposé au Bureau Syndical de soumettre cette décision modificative au Comité Syndical du 10 octobre 2024.

9. BUDGET ANNEXE « MOBILITE DURABLE » - DECISION MODIFICATIVE N°1 – CHAPITRE 011

Considérant la forte augmentation du nombre de charges de véhicules électriques et de l'augmentation nette du cout d'achat de l'énergie, la commission proposera au Bureau Syndical de soumettre au Comité Syndical du 10 octobre prochain l'ajustement des crédits votés au chapitre 011 du Budget annexe « Mobilité Durable » à hauteur de 200 000 €.

Cette décision modificative n°1 du Budget annexe « Mobilité Durable » modifierait les imputations comptables comme suit :

Section	Sens	Chapitre	Montant de l'article avant ajustement	Montant de l'ajustement	Montant de l'article après ajustement
Fonctionnement	Dépenses	011	700 000 €	+ 200 000 €	900 000 €
Fonctionnement	Recettes	70	650 000 €	+ 200 000 €	850 000 €

Il sera proposé au Bureau Syndical de soumettre cette décision modificative au Comité Syndical du 10 octobre 2024.

10. MISE EN ŒUVRE DU BUDGET VERT

Le budget vert constitue une nouvelle classification des dépenses budgétaires et fiscales selon leur impact sur l'environnement et une identification des ressources publiques à caractère environnemental. Cet outil d'analyse de l'impact environnemental du budget a pour but de mieux intégrer les enjeux environnementaux dans le pilotage des politiques publiques.

L'article 191 de la loi de finances pour 2024 introduit une nouvelle annexe au compte administratif ou au compte financier unique, dite « annexe environnementale des collectivités locales », afin de mesurer l'impact des budgets locaux sur la transition écologique. Cette annexe permet de valoriser les choix d'investissement réalisés par les collectivités qui ont un impact positif sur l'environnement et, ainsi, de faciliter la planification écologique à l'échelle du territoire national.

Le décret du 16 juillet 2024 précise les modalités d'application de cette obligation pour les collectivités territoriales de + 3 500 habitants :

- Obligation de produire cette annexe sous forme de tableau pour le budget principal et les budgets annexes ;
- Obligation de joindre cette annexe à la maquette du compte financier unique ;
- Pas d'obligation de produire cette annexe pour le budget primitif ;
- Elaboration de cette annexe sous la responsabilité de la collectivité ;
- Mise en place progressive d'un **système de cotation** de certaines dépenses d'investissement (favorable, neutre ou défavorable) :

17 comptes retenus pour le budget vert 2024	
2031 – Frais d'étude	2151 – Réseaux de voirie
2111 – Terrains nus	2152 –Installations de voirie
2115 – Terrains bâtis	21821 – Matériel et transports ferroviaires
2128 – Autres agencements	21828 – Autres matériels de transports
21312 – Bâtiments scolaires	2312 – Agencements et aménagements en cours
21318 – Autres bâtiments publics	2313 - Construction en cours
21351 – Installations générales, agencements pour bâtiments publics	2315 – Installations, matériels et outillages techniques en cours
21352 - Installations générales, agencements pour bâtiments privés	2317 – Immobilisations reçues au titre de la mise à disposition
2138 – Autres constructions	

En fonction de leurs impacts écologiques au regard de 6 axes et conformément à l'article 19 du règlement du Parlement européen et du Conseil :

1. *Atténuation du changement climatique ;*
2. *Adaptation au changement climatique et prévention des risques naturels ;*
3. *Gestion des ressources en eau ;*
4. *Transition vers une économie circulaire, gestion des déchets, prévention des risques technologiques ;*
5. *Prévention et contrôle des pollutions de l'air et des sols ;*
6. *Préservation de la biodiversité et protection des espaces naturels, agricoles et sylvicoles.*

- Possibilité de coter les dépenses non obligatoires, notamment les dépenses de fonctionnement.

11. SUBVENTIONS 2024

➢ Demande de subvention – manifestation « Le goût du large » - Port-en-Bessin-Huppain

Port-en-Bessin-Huppain organise les 9 et 10 novembre 2024 sa 19ème édition de sa fête de la coquille Saint-Jacques et des produits de la pêche normande mais aussi son Festival « Musique sous les embruns », intitulée « Le Goût du Large ».

Depuis sa création en 2005, « le Goût du Large », localisé en centre-ville et sur le port de la commune, connaît un certain succès : plus de 30 000 visiteurs accueillis sur les deux jours et une grande mobilisation des pêcheurs et des habitants.

Pour cette nouvelle édition, les domaines de la cuisine et de la gastronomie seront mis en exergue et diverses animations visant à une meilleure approche du monde de la pêche seront proposées (ventes sous criée, ateliers culinaires, visites guidées …).

Le SDEC ENERGIE est sollicité pour l'attribution d'une subvention comprise entre 500 € et 6 000 €.

L'objet de cette demande de subvention n'ayant pas de correspondance avec les compétences du SDEC ÉNERGIE, la commission proposera au Bureau Syndical de ne pas attribuer de subvention.

Délibération : *il appartiendra au Bureau Syndical :*

- *de rejeter la demande de subvention de la commune de Port-en-Bessin-Huppain pour l'organisation de son évènement « Le goût du Large » au motif que celui-ci ne présente aucune correspondance avec les compétences et activités du SDEC ENERGIE ;*
- *de charger Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autoriser à signer tous les actes et documents s'y rapportant.*

➢ Demande de subvention – Festival international du Cirque de Bayeux

Dans le cadre de la 11ème édition du « Festival international du Cirque de Bayeux », programmé du 24 au 30 mars 2025, le Cirque de Bayeux sollicite le SDEC ENERGIE pour l'attribution d'une subvention de 350 €.

La vocation de l'association organisatrice du Festival est de présenter, tous les deux ans, un spectacle spécialement conçu avec les plus grands numéros de cirque du moment, avec un orchestre et de rendre accessible à tous les arts du cirque avec des spectacles, des initiations, des expositions, des interventions dans les écoles, les EPHAD…

L'objet de cette demande de subvention n'ayant pas de correspondance avec les compétences du SDEC ÉNERGIE, la commission proposera au Bureau Syndical de ne pas attribuer de subvention à l'école du Cirque de Bayeux.

Délibération : *il appartiendra au Bureau Syndical :*

- *de rejeter la demande de subvention de la commune de Bayeux pour l'organisation du 11ème « Festival international du Cirque de Bayeux » au motif que cette manifestation ne présente aucune correspondance avec les compétences et activités du SDEC ENERGIE ;*
- *de charger Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autoriser à signer tous les actes et documents s'y rapportant.*

- **Proposition de subvention– Association « Les Amis du Suffolk Regiment », partenaire de la 8ème édition du Normandie Energies Tour**

Dans le cadre de la 8ème édition du Normandie Energies Tour, intitulée le Rallye de la Liberté, organisé le 21 septembre dernier sur les routes du Débarquement, les équipages du rallye ont été accueillis à l'occasion d'une étape par l'association des « Amis du Suffolk Regiment », pour une visite privatisée et gratuite du site Hillman, point fortifié allemand du Mur de l'Atlantique sur la commune de Colleville-Montgomery.

Cette association, constituée uniquement de bénévoles passionnés, a pour objectif de célébrer les actes héroïques de nos libérateurs britanniques, en particulier le régiment du Suffolk qui prit la position Hillman sur les journées des 6 et 7 juin 1944. Cela s'est fait tout d'abord par le biais de l'entretien du bunker-mémorial et l'animation des célébrations du Jour J.

Compte tenu du fait que la visite a été organisée gratuitement par les bénévoles, et que cette dernière s'inscrit dans le Normandie Energies Tour, qui a vocation à valoriser l'électromobilité sur le territoire et particulièrement le réseau d'infrastructures de recharge développé par le syndicat dans le cadre de l'exercice de sa compétence « Mobilité durable », il sera proposé aux élus de remercier cette association, dont le fonctionnement n'est permis que par des dons, en lui attribuant une subvention exceptionnelle de 500 €.

Délibération : *il appartiendra au Bureau Syndical :*

- *d'accepter le versement d'une subvention exceptionnelle de 500 € à l'association des « Amis du Suffolk Regiment » ;*
- *de dire que les écritures comptables nécessaires à l'exécution de cette délibération seront imputées sur les lignes de crédits votées au budget principal ;*
- *de charger Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autoriser à signer tous les actes et documents s'y rapportant.*

12. 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 10 octobre prochain devra se prononcer sur les 48 nouveaux projets présentés depuis le Comité Syndical du 20 juin 2024 par 40 communes, proposés en ***annexe 2 p 48,*** pour les montants suivants :

- Montant total des travaux : 4 629 866,11 € HT
- Montant de la participation communale : 2 602 100,56 €
  - Montant des fonds de concours : 2 598 682,48 €
  - Montant du solde de fonctionnement : 3 418,08 €

Il sera proposé au Bureau Syndical de soumettre cette nouvelle liste de demandes de financement par fonds de concours au Comité Syndical du 10 octobre 2024.

➢ Ressources Humaines

13. CREATIONS DE POSTES

Le SDEC ENERGIE doit procéder à l'ajustement du tableau des effectifs de manière à prendre en compte :

- la mise en disponibilité pour convenances personnelles d'un technicien au service Efficacité énergétique et production EnR et de l'agent chargé de l'accueil,
- la mutation externe de l'agent en charge des moyens généraux (dans l'attente de la refonte des missions),
- le positionnement à temps complet de l'adjoint au service Réseaux électriques, et le besoin de pérenniser les actions liées au système de management de la qualité et de l'énergie,
- l'accompagnement de l'évolution de carrière des agents par les dispositifs de la promotion interne et de l'avancement de grade.

Considérant qu'il appartient au Bureau Syndical de fixer l'effectif des emplois nécessaires au fonctionnement des services, il lui sera proposé d'accepter l'ouverture des postes suivants :

Département / Service	Emploi	Cadre(s) d'emploi	Grades
Efficacité énergétique et production EnR	Assistante technique en charge des groupements d'achat d'énergies	Rédacteur	Rédacteur principal de 2ème classe
Efficacité énergétique et production EnR	Technicien EnR	Technicien	Technicien Technicien principal de 2ème classe Technicien principal de 1ère classe
Direction générale	Responsable Qualité	Ingénieur / Attaché	Ingénieur territorial Attaché territorial
Ressources humaines et Moyens généraux	Chargé(e) d'accueil pour accroissement temporaire d'activité	Adjoint administratif	Adjoint administratif

Délibération : *il appartiendra au Bureau Syndical :*

- *d'adopter la proposition de la Présidente ;*
- *de décider d'ouvrir un poste permanent relevant de la catégorie hiérarchique B, à temps complet, au grade de rédacteur principal de 2ème classe, pour accompagner l'évolution de carrière d'un agent ;*
- *de décider l'ouverture :*
  - *d'un poste permanent relevant de la catégorie hiérarchique B, sur les grades de technicien, technicien principal de 2ème classe ou technicien principal de 1ère classe, pour effectuer les missions de Technicien EnR, à temps complet,*
  - *d'un poste permanent relevant de la catégorie hiérarchique A, sur les grades d'ingénieur territorial ou d'attaché territorial, pour effectuer les missions de Responsable Qualité, à temps complet,*
  - *d'un emploi non permanent relevant du grade d'adjoint administratif territorial pour effectuer les missions de chargé(e) d'accueil pour accroissement temporaire d'activité, à temps complet, et pour une durée maximale de 12 mois sur une période de 18 mois.*

- *de décider d'autoriser le recrutement d'agents contractuels pour les postes permanents lorsque les besoins des services ou la nature des fonctions le justifient er sous réserve qu'aucun fonctionnaire n'ait pu être recruté dans les conditions prévues par l'article L. 332-8 2° du code général de la fonction ;*
- *de décider de mettre à jour le tableau des effectifs en conséquence ;*
- *de décider d'inscrire les crédits correspondants au chapitre 012 du budget principal;*
- *de charger Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autoriser à signer tous les actes et documents s'y rapportant.*

CONCESSIONS ELECTRICITE ET GAZ

Monsieur Rémi BOUGAULT, Vice-Président en charge des concessions électricité et gaz, présentera les travaux de la commission, réunie le 10 septembre et qui nécessitent délibérations du Comité Syndical.

14. BILAN DU RAPPORT DE CONTROLE 2023 – DONNEES 2022 – ENEDIS / EDF

Comme chaque année, le Service des Concessions du SDEC ÉNERGIE procède aux missions de contrôle auprès des différents concessionnaires.

Concernant les concessionnaires ENEDIS et EDF, ce contrôle réalisé en 2023 portait sur les données 2022 du contrat de concession.

Le contrôle a concerné les usagers, les travaux, les ouvrages des concessions, la qualité de la fourniture et la sécurité et la comptabilité des concessions.

Une synthèse de ce bilan, jointe en ***annexe 3 p 50***, sera proposée en séance.

Il sera proposé au Bureau Syndical de présenter ce bilan de rapport de contrôle au Comité Syndical du 10 octobre 2024.

DEVELOPPEMENT ECONOMIQUE

Monsieur Jean-Yves HEURTIN, Vice-Président en charge du développement économique, présentera les travaux de la commission, réunie le 12 septembre et qui nécessitent délibérations du Bureau Syndical.

15. AIDES AUX EXTENSIONS POUR ACTIVITES ECONOMIQUES ET OUVRAGES COMMUNAUX, INTERCOMMUNAUX

14 demandes de soutien financier aux extensions du réseau électrique au profit d'activités économiques, d'ouvrages communaux et intercommunaux, ont été examinées par la commission «Développement Economique ».

La liste des dossiers, susceptibles de bénéficier d'aides aux travaux liés au développement du réseau, est jointe en ***annexe 4 p 117.***

Le coût cumulé des extensions de réseau pour ces 14 projets, est de 488 481,03 € HT et le coût cumulé pour le renforcement du réseau nécessaire à la réalisation de certaines des extensions est de 75 441,00 € HT. La participation du SDEC ENERGIE (Part Couverte par le Tarif incluse) est de 349 515,32 € HT pour les extensions du réseau et de 75 441,00 HT pour le renforcement du réseau.

***Délibération** : il appartiendra au Bureau Syndical :*

- *d'autoriser la contribution financière du SDEC ÉNERGIE (Part Couverte par le Tarif incluse) pour ces 14 projets proposés pour un montant de 349 515,32 € HT pour les extensions du réseau et de 75 441,00 € HT pour le renforcement du réseau, les projets relevant d'activités économiques et d'ouvrages communaux et intercommunaux ;*
- *de dire que les écritures comptables nécessaires à l'exécution de cette délibération seront imputées sur les lignes de crédits votées au budget principal ;*
- *de charger Mme la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autoriser à signer tous les actes et documents s'y rapportant.*

16. AIDES AUX EXTENSIONS POUR SITES PRIVES

La demande suivante de soutien financier à l'extension du réseau électrique pour l'alimentation électrique d'un site privé réceptionnée par le SDEC ÉNERGIE (commune de catégorie C), sera proposée au Bureau Syndical :

COMMUNE	DESIGNATION DU PROJET	LONGUEUR EXTENSION RESEAU EN ML	EXTENSION HT	FINANCEMENT EXTENSION HT		
				SDEC ÉNERGIE	PCT 40 %	CU CAEN LA MER
AUTHIE	Alimentation du lotissement privé "LES HAUTS DE CUSSY" de 12 lots et de 2 macrolots pour 35 logements et d'une armoire EP, 195 kVA MONO foisonnés - RESEAU AMENEE HTA hors assiette (à charge CU Caen la Mer)	50	9 758,84 €	3 903,54 €	3 903,54 €	1 951,77 €

***Délibération** : il appartiendra au Bureau Syndical :*

- *d'autoriser la contribution financière du SDEC ÉNERGIE pour le projet proposé sur la commune d'Authie pour un montant de 7 807,07 € pour l'extension du réseau (Part Couverte par le Tarif incluse) ;*
- *de dire que les écritures comptables nécessaires à l'exécution de cette délibération seront imputées sur les lignes de crédits votées au budget principal ;*
- *de charger Mme la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autoriser à signer tous les actes et documents s'y rapportant.*

17. DEMANDE D'AIDE FINANCIERE EXCEPTIONNELLE – MONUMENT HISTORIQUE DU MANOIR DES MATHURINS A LISIEUX

Pour rappel, lors de sa séance du 5 juillet dernier, le Bureau Syndical interpellé par une demande d'aide financière exceptionnelle pour l'alimentation du manoir des Mathurins, monument historique en péril, situé à Lisieux (Ville A – MOA ENEDIS), avait décidé de surseoir à cette sollicitation, le dossier nécessitant la présentation d'un certain nombre d'éléments complémentaires.

Ce projet de rénovation à vocation à implanter une activité de charpenterie à l'ancienne et un centre de formation associatif sous l'égide des Compagnons du Tour de France (équarrissage à la hache, montage sans vis).

Les propriétaires, M. et Mme GELEZ, non informés au moment de l'achat de ce monument historique fortement délabré, nécessitant 3 à 4 années de travaux de rénovation, venaient de découvrir la nécessité d'une extension électrique dont, le montant défini par ENEDIS, s'élève à 8 835,84 € TTC.

M. GELEZ, invité à présenter son projet et sa demande à la commission « Développement économique » propose, en contrepartie d'une aide financière pour son raccordement, de mentionner le SDEC ENERGIE comme mécénat dans tous les futurs documents de communication à paraître (site internet, Ouest France, Mission Bern avec le loto du patrimoine…).

Après nouvelle étude de cette demande, la commission proposera au Bureau Syndical de se prononcer sur une éventuelle aide financière exceptionnelle.

***Délibération** : il appartiendra au Bureau Syndical :*

- *de décider si une aide exceptionnelle peut être accordée à cette demande et dans l'affirmative, d'en fixer le taux et le montant ;*
- *selon la décision, de dire que les écritures comptables nécessaires à l'exécution de cette délibération seront imputées sur les lignes de crédits votées au budget principal ;*
- *de charger Mme la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autoriser à signer tous les actes et documents s'y rapportant.*

RELATIONS USAGERS ET PRECARITE ENERGETIQUE

Monsieur Cédric POISSON, Vice-Président en charge des relations usagers et de la précarité énergétique, présentera les travaux de la commission, réunie le 12 septembre et qui nécessitent délibérations du Bureau Syndical.

18. AVENANT N°1 A LA CONVENTION DEPARTEMENTALE DE PARTENARIAT POUR LA GESTION DU DISPOSITIF SOLIDARITE ENERGIE DU FONDS DE SOLIDARITE POUR LE LOGEMENT 2023-2025 (FS2E - EX FSE)

Pour rappel, le Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL) institué par le Département du Calvados permet de faciliter l'accès et le maintien dans les logements locatifs privés et publics pour les familles les plus démunies. Il finance également des mesures d'accompagnement social lié au logement que sont :

- L'aide à l'accès à un logement locatif, le maintien dans un logement locatif, l'accompagnement social lié au logement,
- L'attribution d'aides financières permettant de faire face à des impayés de gaz d'électricité ou d'eau. Cette aide s'inscrit dans le dispositif du fonds de solidarité pour l'énergie (FSE).

Le SDEC ÉNERGIE, qui abonde le Fonds de Solidarité Energie (FSE) depuis 1994, s'est fixé l'objectif de réduire les situations de précarité énergétique et consacre ainsi un budget pour 2024 de 40 000 € maximum au FSE.

La convention actuelle de partenariat avec le Département, signée pour la période 2023-2025, précise que le montant et les conditions de versement de la dotation du SDEC ENERGIE seront fixés par avenant entre les parties pour les années 2024 et 2025.

Dans ce contexte, la commission proposera au Bureau Syndical le projet d'avenant précité (***annexe 5 p 119***) qui modifie les articles 9.1 et 10 de la convention et précise le montant et les modalités de versement de la dotation financière du SDEC ENERGIE pour l'année 2024, à savoir :

- Versement de 25 % de la subvention, soit 10 000 €, dans le mois suivant la signature de l'avenant à la convention,
- Versement du solde de la dotation sur appel de fonds du Département. Limité à un montant de 30 000 €, l'appel de fonds devra être effectué au plus tard le 1er novembre 2024 par le Département et fera état :
  - du montant du budget prévisionnel (dotations partenariales 2024),
  - du montant des dépenses effectuées au moment de l'appel de fonds et des dépenses projetées à fin 2024,
  - du montant estimé par le Département pour répondre aux demandes d'aides à fin 2024.

  Sans sollicitation de fonds complémentaires avant le 1er novembre 2024, le Département ne pourra prétendre à aucun complément de subvention, sans aucune autre compensation.

***Délibération** : il appartiendra au Bureau Syndical :*

- *d'acter l'avenant proposé à la convention 2023-2025 avec le Département du Calvados ;*
- *d'approuver les modalités de versement de la dotation du SDEC ENERGIE pour l'année 2024 (soit 10 000 € à la signature de l'avenant et le solde sur appel de fonds du Département, dans la limite d'un montant de 30 000 €) ;*
- *de dire que les écritures comptables nécessaires à l'exécution de cette délibération seront imputées sur les lignes de crédits votées au budget principal du SDEC ÉNERGIE ;*
- *de charger Mme la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autoriser à signer ledit avenant ainsi que tous les actes et documents s'y rapportant.*

19. CONVENTION TYPE DE PARTENARIAT AVEC LES ACCOMPAGNATEURS RENOV (MAR) LABELLISES « ACCOMPAGNEMENT SOCIAL RENFORCE » (2024-2025)

Le SDEC ENERGIE contribue depuis 2014 au financement de travaux pour l'amélioration thermique des logements, afin de prévenir et traiter des situations de précarité énergétique sur le territoire du Calvados, en s'appuyant sur un réseau d'accompagnateurs Rénov'.

D'importantes modifications apportées au dispositif national de « ma prime rénov », permettent aujourd'hui la labellisation potentielle de nouveaux accompagnateurs Rénov, habilités par l'ANAH dans le cadre du parcours accompagné sur le territoire du Calvados.

A noter que, parmi ces accompagnateurs Rénov' (MAR), seuls ceux labellisés « accompagnement social renforcé » sont habilités à répondre à des besoins spécifiques d'accompagnement comme le traitement des situations de précarité énergétique et à fournir un soutien technique et social renforcé.

Considérant que la finalité du dispositif du SDEC ENERGIE est de prévenir et traiter des situations de précarité énergétique, le SDEC ENERGIE conditionne la conclusion de ces futurs partenariats aux seuls MAR habilités dans le cadre du parcours accompagné à fournir un soutien technique et social renforcé.

Pour rappel, le budget du dispositif 2024, voté par le Comité Syndical du 28 mars 2024, qui s'élève à 70 000 €, devra se répartir entre les dossiers présentés par l'ensemble des MAR qui contractualiseront avec le SDEC ENERGIE. Pour l'année 2025, le budget sera soumis au vote du Comité Syndical.

Le projet de convention type de partenariat entre le SDEC ENERGIE et un MAR labellisé « accompagnement social renforcé », joint en ***annexe 6 p 121***, détermine les modalités d'exécution du dispositif, à savoir : le fonctionnement du dispositif, les engagements des parties ainsi que le règlement de l'aide attribuée aux ménages en situation de précarité énergétique pour la réalisation de travaux de rénovation de leur logement.

En synthèse :

- L'aide est attribuée à des propriétaires occupants aux ressources très modestes ou modestes (selon les conditions financières de l'Agence Nationale de l'Habitat (ANAH).
- Les travaux de rénovation énergétique doivent permettre d'atteindre des performances énergétiques définies par le dispositif « Ma Prime Rénov », et à minima une étiquette énergétique D après travaux, dans le cas d'une acquisition pour rénovation.
- L'aide est plafonnée à 2 000 € par dossier, le SDEC ENERGIE détermine au regard des éléments du dossier le montant de l'aide.
- Au montant de l'aide s'ajoutent les frais de l'accompagnement social et technique et d'études du MAR, d'un montant de 300 € par dossier, ce montant est validé jusqu'à la fin de la convention fixée au 31 décembre 2025.
- L'aide du SDEC ENERGIE est versée au plus près de la réalisation des travaux, sur transmission d'un état liquidatif par le MAR (annexe 2 de la convention). Le MAR verse l'aide aux entreprises ou au bénéficiaire, selon son degré d'autonomie.

Délibération *: il appartiendra au Bureau Syndical :*

- *d'acter le projet de convention type 2024-2025 entre le SDEC ENERGIE et un accompagnateur Rénov habilité « accompagnement social renforcé » ;*
- *d'approuver le règlement intérieur de l'aide du SDEC ENERGIE (2 000 € maximum par dossier auxquels s'ajoutent les frais de l'accompagnement social et technique et d'études du MAR, d'un montant de 300 € par dossier).*
- *de dire que les écritures comptables nécessaires à l'exécution de cette délibération seront imputées sur les lignes de crédits votées au budget principal du SDEC ÉNERGIE ;*
- *de charger Mme la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autoriser à signer ladite convention avec chacun des accompagnateurs Révov, ainsi que tous les actes et documents s'y rapportant.*

TRANSITION ENERGETIQUE

Monsieur Marc LECERF, Vice-Président en charge de la Transition Energétique, présentera les travaux de la commission, réunie le 11 septembre 2024 et qui nécessitent délibérations du Bureau Syndical.

20. REALISATION D'UNE CHAUFFERIE BOIS ALIMENTANT UN OU PLUSIEURS BATIMENTS D'UNE MEME COLLECTIVITE – TAUX DE PARTICIPATION FINANCIERE

➢ **Projet de la commune de Luc-sur-Mer**

Conformément aux dispositions du guide des contributions et aides financières 2024, et suite à la réalisation d'une étude d'opportunité par les services du Syndicat pour un projet de création d'une chaufferie bois-énergie et d'un réseau technique de distribution de chaleur sur la commune de Luc-sur-Mer, la question du transfert de la compétence « énergie renouvelable » au syndicat pour mener à bien ce projet est posée. Dans cette éventualité, il est nécessaire de statuer sur le taux de participation du SDEC ENERGIE au projet.

En effet, le montant prévisionnel du projet, dont la réalisation pourrait être confiée au syndicat dans le cadre d'un transfert de compétence, s'élève à 1 600 k€ HT.

Alors que l'article L. 1111-10 du Code général des collectivités territoriales fixe la participation financière minimale du maître d'ouvrage à 20 % du montant total des financements publics, le guide des contributions et aides financières 2024 prévoit pour une commune de catégorie B1, une participation financière du syndicat de 25 % plafonnée à 100 000 €, sauf dérogation.

Il sera donc proposé de déroger au plafond des 100 000 € pour respecter l'article L. 1111-10 du Code général des collectivités territoriales et ainsi obtenir une participation financière minimale du SDEC ENERGIE de 20 % du montant total des financements publics.

***Délibération** : il appartiendra au Bureau Syndical :*

- *d'approuver, conformément au guide des contributions et aides financières 2024 une dérogation pour porter la contribution du SDEC ENERGIE à 20 % du coût du projet ;*
- *de dire que les écritures comptables nécessaires à l'exécution de cette délibération seront imputées sur les lignes de crédits votées au budget principal du SDEC ÉNERGIE ;*
- *de charger Mme la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autoriser à signer tous les actes et documents s'y rapportant.*

➢ **Projet de la commune de Souleuvre en Bocage**

En 2022, après une étude d'opportunité réalisée par le syndicat, la commune de Souleuvre en Bocage a transféré sa compétence au SDEC ENERGIE pour créer une chaufferie bois énergie et un réseau technique de distribution de chaleur sur le centre-bourg de la commune déléguée de Bény-Bocage.

En 2022, le taux de participation du syndicat s'élevait à 30 % du montant du projet (sans plafonnement) et le projet coûtait 434 k€.

Aujourd'hui :

- les aides du syndicat sont plafonnées à 100 000 €, quel que soit le type de commune concerné par le projet, sauf dérogation du Bureau Syndical ;
- le coût du projet est désormais estimé à 588 k€, en raison du contexte financier et d'un périmètre modifié : ajout de logements communaux et du centre de loisirs ;

- l'article L. 1111-10 du Code général des collectivités territoriales (CGCT) fixe la participation financière minimale du maître d'ouvrage à 20 % du montant total des financements publics (donc plus que le plafond de 100 000 €).

La commission proposera de déroger au plafond des 100 000 € pour respecter l'article L. 1111-10 du Code général des collectivités territoriales et ainsi obtenir une participation financière minimale du SDEC ENERGIE de 20 % du montant total des financements publics.

***Délibération** : il appartiendra au Bureau Syndical :*

- *d'approuver, conformément au guide des contributions et aides financières 2024 une dérogation pour porter la contribution du SDEC ENERGIE à 20% du coût du projet ;*
- *de dire que les écritures comptables nécessaires à l'exécution de cette délibération seront imputées sur les lignes de crédits votées au budget principal du SDEC ÉNERGIE ;*
- *de charger Mme la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autoriser à signer tous les actes et documents s'y rapportant.*

21. PROGRAMME D'ACCOMPAGNEMENT DES COLLECTIVITES A LA TRANSITION ENERGETIQUE (PACTE) : AIDES FINANCIERES

➢ Aide financière pour une étude d'autoconsommation collective - Communauté de Communes Vallées de l'Orne et de l'Odon

Au titre de la 2e année de la convention PACTE qui la lie au SDEC ENERGIE pour les prestations réalisées par des tiers en matière de planification énergétique, d'animation territoriale et d'exemplarité, la Communauté de Communes Vallées de l'Orne et de l'Odon sollicite le Syndicat pour l'octroi, par convention (***annexe 7 p 130***) d'une subvention pour la réalisation d'une étude d'autoconsommation collective.

Pour rappel, la convention définit les modalités d'attribution de cette aide financière, l'aide annuelle pouvant concerner au maximum deux prestations, avec un montant de 50 % sur la part en € HT restant à la charge de la collectivité.

Le plan de financement présenté par la collectivité pour un montant total de dépenses de 20 520 € HT fait apparaître une aide financière de la Région Normandie de 50 % des dépenses.

Considérant les dépenses éligibles à l'aide du SDEC ENERGIE au titre du PACTE dans le programme proposé par la communauté de communes, le montant de l'aide pouvant être octroyée est le suivant :

Date de sollicitation au SDEC ENERGIE	Coût HT des actions éligibles	Aide Région (50%)	Reste à charge de la CDC	Taux d'aide du SDEC ENERGIE	Aide du SDEC ÉNERGIE
13 août 2024	20 520 €	10 260€	10 260 €	50 %	**5 130 €**

***Délibération** : il appartiendra au Bureau Syndical :*

- *d'approuver une aide financière d'un montant de 5 130 € pour participer à la réalisation d'une étude d'autoconsommation collective sur le territoire de la Communauté de Communes Vallées de l'Orne et de l'Odon, correspondant à 50 % de la part restant à charge de la collectivité sur les actions éligibles;*
- *de dire que les écritures comptables nécessaires à l'exécution de cette délibération seront imputées sur les lignes de crédits votées au budget principal du SDEC ÉNERGIE ;*
- *de charger Mme la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autoriser à signer ladite convention ainsi que tous les actes et documents s'y rapportant.*

➢ **Avenant n°1 à la convention relative à l'accompagnement à la transition énergétique de la Communauté de communes du Pays de Falaise, dite convention PACTE et aide financière pour le projet territorial de sensibilisation Expo 2050 - Communauté de Communes Pays de Falaise**

Pour rappel, la Communauté de Communes du Pays de Falaise et le SDEC ÉNERGIE ont signé le 19 juillet 2022, une convention PACTE donnant accès à la Communauté de Communes à des aides financières du SDEC ÉNERGIE pour les prestations réalisées par des tiers en matière de planification énergétique, d'animation territoriale et d'exemplarité.

La mise en œuvre du projet territorial de sensibilisation autour de l'exposition « 2050 » du 24 septembre au 25 octobre 2024 au Château de la Fresnaye est prévue dans le cadre de cette convention et la communauté de communes doit mettre en place une partie des moyens d'animation (en complément de celles réalisées par le SDEC ENERGIE) ainsi que le transport des classes.

Dans ce contexte, la Communauté de Communes du Pays de Falaise sollicite, par convention *(**annexe 9 p 149**)*, l'octroi d'une aide financière au titre de l'année 3 de la convention PACTE, pour les actions suivantes menées dans le cadre du projet territorial de sensibilisation « 2050 » :

- La mise en œuvre d'une partie des animations par un prestataire externe,
- Le transport en bus des classes de primaire ou collège hors de la Ville de Falaise vers le lieu de l'exposition.

Il est envisagé la conclusion d'un avenant à la convention PACTE permettant d'intégrer les nouvelles dispositions de cet accompagnement conformément à la délibération du Bureau Syndical du 5 juillet 2024, notamment les nouvelles dispositions relatives aux aides financières.

Les nouvelles dispositions de la convention PACTE entraîneraient une augmentation de la contribution annuelle demandée à l'EPCI pour la dernière année d'accompagnement : 4 000 € au lieu de 2 000 €, les contributions des deux premières années (juillet 2022 à juillet 2024) restant inchangées.

En contrepartie, pour la dernière année de la convention, la communauté de communes pourrait bénéficier des nouvelles dispositions du PACTE, notamment d'une dotation annuelle maximale d'aide financière de 25 000 €

Considérant le plan de financement présenté par la collectivité, pour un montant total de 6 094 € HT, le montant de l'aide pour mener à bien le projet territorial de sensibilisation Expo 2050 de la Communauté de Communes du Pays de Falaise pouvant être octroyée est le suivant :

Date de sollicitation au SDEC ENERGIE	Coût HT des actions éligibles	Montant à la charge de la CDC	Taux d'aide du SDEC ENERGIE	Aide du SDEC ÉNERGIE
3 septembre 2024	6 094 €	6 094 €	80 %	**4 875 €**

***Délibérations (Avenant + Convention aide)** : il appartiendra au Bureau Syndical :*

- *d'autoriser la signature d'un avenant à la convention PACTE (**annexe 8 p 133**), avec la Communauté de Communes du Pays de Falaise pour intégrer les nouvelles dispositions de cet accompagnement conformément à la délibération du Bureau Syndical du 5 juillet 2024, notamment les nouvelles dispositions relatives aux aides financières ;*
- *de valider la proposition de nouvelle contribution financière de l'EPCI pour la dernière année de l'accompagnement à 4 000 €, sous réserve de la signature par la communauté de communes et le SDEC ENERGIE de l'avenant à la convention PACTE ;*
- *d'approuver une aide financière à la Communauté de Communes du Pays de Falaise d'un montant de 4 875 € pour des prestations d'animation et le transport des classes, correspondant à 80 % des dépenses éligibles, sous réserve de la signature par la communauté de communes et le SDEC ENERGIE de l'avenant à la convention PACTE ;*
- *de dire que les écritures comptables nécessaires à l'exécution de cette délibération seront imputées sur les lignes de crédits votées au budget principal du SDEC ÉNERGIE ;*
- *de charger Mme la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autoriser à signer ledit avenant et ladite convention ainsi que tous les actes et documents s'y rapportant.*

MOBILITES BAS CARBONE

Monsieur Jean-Luc GUILLOUARD, Vice-Président en charge des mobilités bas carbone, présentera les travaux de la commission, réunie le 11 septembre 2024 et qui nécessitent délibérations du Bureau Syndical.

22. POSE D'UNE BORNE DE RECHARGE POUR VELO A ASSISTANCE ELECTRIQUE (VAE) – COMMUNE D'ELLON

La commission proposera l'implantation d'une borne de recharge pour vélos à assistance électrique (VAE) sur le territoire de la commune d'Ellon, dans les conditions suivantes :

Projet	Montant des travaux	Participation du SDEC ENERGIE	Participation de la commune
Installation d'une borne de recharge VAE à ELLON	11 473, 97 € TTC	20 %	7 649,31 €

,

***Délibération :** il appartiendra au Bureau Syndical :*

- *de décider d'accepter la réalisation du projet d'implantation d'une borne de recharge pour vélos à assistance électrique sur le territoire de la commune d'Ellon ;*
- *de dire que le financement de cet investissement, la maintenance et l'exploitation de la borne relèvent des dispositions financières actées par délibération du Comité Syndical du 28 mars 2024 ;*
- *de dire que les écritures comptables nécessaires à l'exécution de cette délibération seront imputées sur les lignes de crédits votées au budget mobilité du SDEC ÉNERGIE ;*
- *de charger Mme la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autoriser à signer tous les actes et documents s'y rapportant*

TRAVAUX SUR LES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE

Monsieur Denis CHÉRON, membre de la commission « Travaux sur les réseaux publics d'électricité » présentera les travaux de la commission réunie le 13 septembre 2024 et qui nécessitent délibérations du Bureau Syndical.

23. PROGRAMME DE RACCORDEMENT DU RESEAU PUBLIC D'ELECTRICITE – 7EME TRANCHE 2024

La commission proposera au Bureau Syndical une septième tranche de travaux 2024, pour le raccordement au réseau public d'électricité concernant 41 projets, pour un montant de 1 064 037 € HT, dont 140 576 € HT de renforcement nécessaire à 4 projets et 923 461 € HT consacrés aux extensions.

➔ *Annexe 10 p 152 : tranche de travaux.*

***Délibération** : il appartiendra au Bureau Syndical :*

- *d'adopter la septième tranche de travaux 2024 de raccordement au réseau public d'électricité proposée (41 projets, pour un montant de 1 064 037 € HT) ;*
- *de dire que les écritures comptables nécessaires à l'exécution de cette délibération seront imputées sur les lignes de crédits votées au budget principal ;*
- *de charger Mme la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autoriser à signer tous les actes et documents s'y rapportant.*

24. PROGRAMME DE RENFORCEMENT DU RESEAU PUBLIC D'ELECTRICITE – 3EME TRANCHE 2024

La commission proposera au Bureau Syndical une troisième tranche de travaux 2024, pour le renforcement du réseau public d'électricité concernant 7 projets, pour un montant de 410 286 € HT.

➔ *Annexe 11 p 154 : tranche de travaux.*

***Délibération** : il appartiendra au Bureau Syndical :*

- *d'adopter la troisième tranche de travaux 2024 de renforcement du réseau public d'électricité proposée (*7 projets, pour un montant de 410 286 € HT*) ;*
- *de dire que les écritures comptables nécessaires à l'exécution de cette délibération seront imputées sur les lignes de crédits votées au budget principal ;*
- *de charger Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autoriser à signer tous les actes et documents s'y rapportant.*

25. PROGRAMME DE SECURISATION DU RESEAU PUBLIC D'ELECTRICITE – 2EME TRANCHE 2024

La commission proposera au Bureau Syndical une deuxième tranche de travaux 2024, pour la sécurisation du réseau public d'électricité concernant 5 projets, pour un montant de 225 052 € HT.

➔ *Annexe 12 p 155 : tranche de travaux.*

***Délibération** : il appartiendra au Bureau Syndical :*

- *d'adopter la deuxième tranche de travaux 2024 de sécurisation du réseau public d'électricité proposée* (5 projets, pour un montant de 225 052 € HT*) ;*
- *de dire que les écritures comptables nécessaires à l'exécution de cette délibération seront imputées sur les lignes de crédits votées au budget principal ;*
- *de charger Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autoriser à signer tous les actes et documents s'y rapportant.*

26. PROGRAMME D'EFFACEMENT COORDONNE DES RESEAUX –3EME TRANCHE 2024

La commission proposera au Bureau Syndical une troisième tranche de travaux 2024, pour l'effacement coordonné des réseaux concernant 2 projets, pour un montant de 257 400 € TTC.

➔ *Annexe 13 p 156 : tranche de travaux.*

***Délibération** : il appartiendra au Bureau Syndical :*

- *d'adopter la troisième tranche de travaux 2024 d'effacement coordonné des réseaux (2 projets, pour un montant de 257 400 € TTC) ;*
- *de dire que les travaux correspondants relèvent du Programme travaux d'effacement de réseaux 2024 ;*
- *de dire que les écritures comptables nécessaires à l'exécution de cette délibération seront imputées sur les lignes de crédits votées au budget principal ;*
- *de charger Mme la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autoriser à signer tous les actes et documents s'y rapportant.*

27. PROGRAMME D'EFFACEMENT COORDONNE DES RESEAUX –1ERE TRANCHE 2025

La commission proposera au Bureau Syndical une première tranche de travaux 2025, pour l'effacement coordonné des réseaux concernant 62 projets, pour un montant de 10 671 161 € TTC.

➔ *Annexe 14 p 157 : tranche de travaux.*

***Délibération** : il appartiendra au Bureau Syndical :*

- *d'adopter la première tranche de travaux 2025 d'effacement coordonné des réseaux (62 projets, pour un montant de 10 671 161 € TTC) ;*
- *de dire que les écritures comptables nécessaires à l'exécution de cette délibération seront imputées sur les lignes de crédits votées au budget principal ;*
- *de charger Mme la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autoriser à signer tous les actes et documents s'y rapportant.*

28. TRAVAUX REALISES PAR LE SDEC ÉNERGIE SOUS MANDAT POUR COMPTE DE TIERS (COLLECTIVITES)

Le Bureau Syndical sera invité à se prononcer sur les conventions suivantes pour des travaux d'effacement coordonné des réseaux réalisés par le SDEC ENERGIE pour le compte de tiers (collectivités),

Commune	Cat.	Effacement coordonné des réseaux	Réseau concerné par la DTMO	Coût global de l'opération TTC	Coût TTC du réseau EP	Proportion EP / Coût global du projet
LISIEUX	A	BOULEVARD HERBET FOURNET - RUE GUSTAVE V - RUE DU VIEUX SERGENT-TRANCHE 2	EP	773 365,26 €	34 967,82 €	5 %
		ALLEE LOUIS DUBOIS		36 660,60 €	7 800,00 €	21 %

Les projets de conventions sont joints en ***annexe 15 p 160.***

***Délibération :** il appartiendra au Bureau Syndical :*

- *de décider que le SDEC ÉNERGIE assurera temporairement la maitrise d'ouvrage de l'enfouissement du réseau d'éclairage public dans le cadre des opérations d'effacement coordonné des réseaux de la ville de Lisieux ;*
- *d'adopter les conventions correspondantes ;*
- *de dire que les écritures comptables nécessaires à l'exécution de cette délibération seront imputées sur les lignes de crédits votées au budget principal ;*
- *de charger Mme la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer lesdites conventions, ainsi que tous les actes et documents s'y rapportant.*

29. TRAVAUX REALISES PAR LES LOTISSEURS PRIVES SOUS MANDAT DU SDEC ÉNERGIE (POUR LA DESSERTE INTERIEURE DE LOTISSEMENTS PRIVES)

Le Bureau Syndical devra se prononcer sur les conventions de délégations temporaires de maîtrise d'ouvrage suivantes, susceptibles d'être mises en œuvre pour réaliser la desserte intérieure de lotissements privés.

Ces conventions sont basées sur le modèle type de convention validé par le Bureau Syndical du 13 septembre 2019.

Les conventions proposées au Bureau Syndical porte sur le dossier suivant :

Commune Localisation	Désignation du projet	MOA délégué	Descriptif des travaux	Coût HT des travaux de desserte
AUTHIE	Les Hauts de Cussy **47 lots**	FRANCELOT	Pose de 398,5 ml de réseau BT souterrain	62 523,30 €
SUR-DROME BALLEROY **(BALLEROY)**	Propriété bâtie existante divisée en 4 logements + Services Généraux **Colonne montante**	M. Jean-Marc LINOT	Création d'une colonne montante dite 'petit collectif' comprenant la création de 4 branchements électriques pour logements (9kVA Mono) et 1 branchement Services Généraux (3kVA Mono).	3 988,77 €
ESCOVILLE	Le Domaine d'Hautefeuille **35 lots**	M. Christophe D'HONDT	Pose de 428 ml de réseau BT souterrain	53 079,17 €
TOTAL				**119 591,24 €**

Délibération : *il appartiendra au Bureau Syndical :*

- *d'adopter les conventions proposées permettant la réalisation par le lotisseur ou l'aménageur privé de la desserte intérieure en commune rurale, pour un montant de 119 591,24 € HT ;*
- *de dire que les écritures comptables nécessaires à l'exécution de cette délibération seront imputées sur les lignes de crédits votées au budget principal ;*
- *d'autoriser Mme la Présidente ou son représentant de la mise en œuvre de cette décision et les autoriser à signer lesdites conventions ainsi que tous les actes et documents s'y rapportant.*

30. CONVENTIONS TRIPARTITES POUR LE DEPLOIEMENT DE FIBRE OPTIQUE SUR SUPPORTS COMMUNS

Une convention nationale autorise, sous conditions, l'usage des supports du réseau de distribution publique d'électricité pour faciliter et accélérer le déploiement du numérique sur le territoire Français.

Deux opérateurs sollicitent la signature de cette convention :

- FREE,
- IELO.

Les conventions proposées (dont l'exemple de FREE est jointe en ***annexe 16 p 174***) reprennent en intégralité les termes de la convention nationale de 2015 qui fait toujours fois à ce jour, y compris ses annexes.

Chaque support occupé fera l'objet d'un versement unique d'une redevance d'occupation (AODE 31,48 € / support) et d'un droit d'usage (Enedis, 62,97 € / support). Valeurs 2023 révisables.

Les conventions sont conclues pour une durée de 20 ans, à compter de leur signature.

Pour rappel, le SDEC ENERGIE et Enedis ont déjà signé précédemment le même type de convention :

- en 2012 avec la Communauté de communes Cœur Côte Fleurie / le Conseil Départemental et COVAGE,
- en 2015 avec Orange pour le déploiement sur la Communauté Urbaine / la Ville de Lisieux,
- en 2022 avec Eure Numérique (usage de quelques supports limitrophes),
- en 2023 avec COVAGE (CAEN.COM) et NEXTLOOP.

***Délibérations** : il appartiendra au Bureau Syndical :*

- *d'adopter les conventions d'appuis communs proposées permettant l'utilisation de supports aériens pour l'établissement et l'exploitation d'un réseau de communications électroniques par les opérateurs FREE et IELO ;*
- *d'approuver les modalités de versement d'une redevance d'occupation des supports s'élevant à 31,48 € / par support pour l'AODE SDEC ÉNERGIE et d'un droit d'usage de 62,97 € / support pour Enedis, Distributeur Concessionnaire - valeurs 2023 révisables ;*
- *d'autoriser Mme la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autoriser à signer lesdites conventions ainsi que tous les actes et documents s'y rapportant.*

ECLAIRAGE PUBLIC ET SIGNALISATION LUMINEUSE

M. Jean LEPAULMIER, Vice-Président en charge de l'éclairage public et de la signalisation lumineuse, présentera les travaux de la commission, réunie le 13 septembre 2024 et qui nécessitent délibérations du Bureau Syndical.

31. ECLAIRAGE PUBLIC ET SIGNALISATION LUMINEUSE – 6EME TRANCHE DE TRAVAUX 2024 < 40 K€ HT

La commission présentera au Bureau Syndical la liste des opérations engagées depuis le Bureau Syndical du 5 juillet 2024, dont les coûts sont inférieurs au seuil de 40 k€ HT (48k€ TTC), ***annexe 17 p 205.***

PROGRAMME TRAVAUX		NOMBRE DE PROJETS	MONTANT TTC
Eclairage Public	EP extension renouvellement	110	425 004 €
	Fonds Vert	3	28 159 €
	R30 : renouvellement + 30 ans	14	163 786 €
Signalisation Lumineuse		2	10 480 €
TOTAL		**129**	**627 429 €**

32. ECLAIRAGE PUBLIC ET SIGNALISATION LUMINEUSE –6EME TRANCHE DE TRAVAUX 2024 ≥ 40 K€ HT

La commission proposera au Bureau Syndical une sixième tranche de travaux 2024, pour la réalisation des projets d'éclairage public suivants :

PROGRAMME D'INVESTISSEMENT	COMMUNE/LOCALISATION	PROJET	MONTANT TTC
Extension / renouvellement (Eclairage Public)	TOUFFREVILLE	RENOUVELLEMENT DE L'ECLAIRAGE PUBLIC EN LED :70 FOYERS	60 017 €
	SAINT-ANDRE-SUR-ORNE	RENOUVELLEMENT EN LEDS	66 334 €
	COURSEULLES-SUR-MER	EXTENSION ECLAIRAGE AMENAGEMENT GIRATOIRE	75 018 €
Sous Total			201 369 €

Renouvellement des foyers de plus de 30 ans (R30)	OUISTREHAM	RENOUVELLEMENT ECLAIRAGE R30	74 469 €
	TROUVILLE-SUR-MER	PROGRAMME R30 - Aout 2024	110 471 €
Sous Total			184 940 €
FONDS VERT (FV)	SAINT-DESIR	PROGRAMME FONDS VERT	75 746 €
Sous Total			75 746 €
TOTAL			**462 055 €**

Délibération : *il appartiendra au Bureau Syndical :*

- *d'adopter la sixième tranche 2024 du programme Extension/renouvellement éclairage public, renouvellement des foyers de plus de 30 ans et Fonds Vert, pour un montant total de 462 055 € TTC ;*
- *de dire que les écritures comptables nécessaires à l'exécution de cette délibération seront imputées sur les lignes de crédits votées au budget principal ;*
- *de charger Mme la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et de l'autoriser à signer tous les actes et documents s'y rattachant.*

33. CONVENTION TYPE DE MISE A DISPOSITION DES SUPPORTS D'ECLAIRAGE PUBLIC ET DE L'ALIMENTATION PERMANENTE DU RESEAU D'ÉCLAIRAGE PUBLIC POUR L'ALIMENTATION DE CAMERAS DE VIDEOSURVEILLANCE

La convention, proposée en ***annexe 18 p 207***, a pour objet de définir les modalités techniques et opérationnelles de la mise à disposition des supports d'éclairage public et de l'alimentation électrique permanente du réseau d'éclairage public exploité par le SDEC ENERGIE dans le cadre d'un transfert de compétence au profit des caméras de vidéosurveillance installées et gérées par les communes, gestionnaires des caméras.

La convention, conclue pour une durée de 1 an, entrera en vigueur à compter de sa date de signature par les deux parties. Elle pourra être renouvelée par tacite reconduction pour des périodes de 1 an, sauf dénonciation par l'une des parties avec un préavis de 3 mois.

Délibération *: il appartiendra au Bureau Syndical :*

- *d'acter le projet de convention type de mise à disposition des supports d'éclairage public et de l'alimentation permanente du réseau d'Éclairage Public pour l'alimentation de caméras de vidéosurveillance ;*
- *de charger Mme la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autoriser à signer ladite convention avec chacune des collectivités, ainsi que tous les actes et documents s'y rapportant.*

34. ACCORD DE PRINCIPE RELATIF AUX DEMANDES DE SUBVENTION DANS LE CADRE DU FONDS VERT, A COMPTER DE 2024

Inscrit dans la loi de finances 2023 et coordonné par la Direction générale de l'aménagement, du logement et de la nature (DGALN), en qualité de responsable de programme, le fonds d'accélération de la transition écologique dans les territoires, aussi appelé « Fonds vert » doit permettre le déploiement d'actions territoriales, sous la responsabilité des préfets.

Il offre une nouvelle source de financement des projets de rénovation du parc d'éclairage public et des bâtiments des collectivités selon les principales caractéristiques suivantes :

- S'adresse aux collectivités et à leur groupement,
- Prise en compte des frais d'ingénierie et d'investissements,
- Les travaux doivent commencer dans les 2 ans (à compter de la notification).

La circulaire préfectorale transmise à l'ensemble des collectivités locales le 9 février 2024 précise de mettre en œuvre des actions concernant :

- **La rénovation énergétique des bâtiments publics locaux.** Est éligible, l'ensemble des travaux réalisés sur des bâtiments existants visant à diminuer significativement leur consommation énergétique, comme :
  - des actions dites « à gain rapide » (pilotage et régulation des systèmes de chauffage, modernisation des systèmes d'éclairage, …) ;
  - des travaux d'isolation du bâti ou de remplacement d'équipement (isolation des murs, des planchers bas, de la toiture, le remplacement des menuiseries extérieures, la ventilation, la production de chauffage et d'eau chaude sanitaire).

    Sur présentation d'une étude thermique, le projet devra permettre des économies d'énergie par rapport à la situation initiale ainsi qu'une réduction significative des émissions de gaz à effet de serre.
- **Le renouvellement de l'éclairage public.** Les actions éligibles doivent répondre aux critères cumulatifs suivants :
  - une rénovation accélérée du parc d'éclairage public ancien ayant plus de 25 ans,
  - Une réduction d'au moins 50% de la consommation énergétique en kW sur une année,
  - Un éclairement maximum à la mise en service de 20 lux en agglomération et hors agglomération, et de 15 lux pour les espaces protégés,
  - Une baisse de la température de couleur des luminaires installés pour une plus grande protection de la biodiversité.

Le SDEC ÉNERGIE, qui agit pour la transition énergétique en accompagnant les collectivités locales, est susceptible d'accompagner ou de déposer un ou plusieurs dossiers de demandes de subventions au titre du fonds vert, notamment pour :

- les études et travaux liés aux projets de rénovation énergétique des collectivités,
- proposer le programme des diagnostics R30 des communes présentant le plus grand gain énergétique.

Dans ce cadre, pour permettre le dépôt des dossiers, il conviendrait que la Présidente soit autorisée à solliciter, au nom du syndicat, l'ensemble des demandes de subventions à venir.

Délibération : *il appartiendra au Bureau Syndical :*

- *d'autoriser Mme la Présidente à déposer, auprès du Préfet, toutes les demandes de subventions relatives au Fonds vert ;*
- *de charger Mme la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autoriser à signer tous les actes et documents s'y rapportant.*

PROCES-VERBAL DU BUREAU SYNDICAL DU VENDREDI 5 JUILLET 2024

L'an deux mille vingt-quatre le 5 juillet à 10h00, le Bureau Syndical du Syndicat Départemental d'Energies du Calvados, légalement convoqué le vendredi 28 juin 2024, s'est réuni, en séance publique, à Caen (salle Marcel RESTOUT du SDEC ÉNERGIE), sous la présidence de Madame Catherine GOURNEY-LECONTE, Présidente.

Présents :

Madame BAREAU Anne-Marie, Monsieur BENOIST Claude, Monsieur BOUJRAD Abderrahman, Monsieur CAPOËN Philippe, Monsieur CHÉRON Denis, Madame FLEURY Catherine, Monsieur GERMAIN Patrice, Madame GOURNEY-LECONTE Catherine, Monsieur GUILLOUARD Jean-Luc, Monsieur GUIMBRETIÈRE Hervé, Monsieur HEURTIN Jean-Yves, Monsieur LAGALLE Philippe, Monsieur LE FOLL Alain, Monsieur LECERF Marc, Monsieur LEPAULMIER Jean, Monsieur MALOISEL Gilles, Monsieur MORIN Christophe, Monsieur RUON Vincent.

Absents ou excusés :

Monsieur BAIL Romain, Monsieur GIRARD Henri, Monsieur GUÉGUÉNIAT Franck, Monsieur KANZA MIA DIYEKA Théophile, Monsieur POISSON Cédric, Monsieur POULAIN Gérard.

Autres excusés ayant donné pouvoir :

Monsieur BOUGAULT Rémi a donné pouvoir à Madame GOURNEY-LECONTE Catherine.

Etaient également présents, Messieurs Alban RAFFRAY, Directeur Général des Services, Jérôme DANIEL, Directeur Général Adjoint Ressources et Concessions et Stéphane LEBARBIER, Directeur Général Adjoint Réseaux et Transition Energétique.

Secrétaire de séance : Monsieur LAGALLE Philippe a été nommé secrétaire de séance.

Le Bureau Syndical étant composé de 25 membres, à l'ouverture de la séance, Madame la Présidente constate le quorum par la présence de 15 membres.

L'ordre du jour est conforme à la convocation :

I. COMMUNICATIONS DE LA PRESIDENTE
- Approbation du procès-verbal du 31 mai 2024
- Compte-rendu des décisions de la Présidente
- Marchés publics
- Transferts de la compétence « IRVE »
- Actualités

II. TRAVAUX DES COMMISSIONS

ADMINISTRATION GENERALE-FINANCES-CARTOGRAPHIE ET USAGES NUMERIQUES
- Demande de subvention de l'Office de Tourisme Bayeux Intercom - « Rendez-vous à la Cathédrale » et "La Cathédrale de Guillaume"
- Amicale du personnel - APSEC - Avenant n°3 à la convention initiale d'objectifs et de moyens
- Plan de formation 2024
- Mise à jour du règlement intérieur – Chapitre « Ressources du SDEC ÉNERGIE »
- Adhésion à la convention de participation pour la protection sociale complémentaire – prévoyance souscrite par le Centre de Gestion du Calvados
- Adhésion à la convention de participation pour la protection sociale complémentaire – santé souscrite par le Centre de Gestion du Calvados
- Mise à jour du tableau des effectifs - ouvertures de postes au 1er août 2024

TRANSITION ENERGETIQUE
- Déploiement du programme « PACTE » : accompagnement des EPCI à la mise en œuvre des PCAET
- Convention ADEME "Les Générateurs"

DEVELOPPEMENT ECONOMIQUE
- Aides aux extensions pour activités économiques et ouvrages communaux, intercommunaux
- Aides aux extensions pour sites privés
- Demande d'aide financière exceptionnelle – Monument historique - Lisieux

TRAVAUX SUR LES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE
- Programme de raccordement du réseau public d'électricité – 6ème tranche 2024
- Programme de renforcement du réseau public d'électricité – 2ème tranche 2024
- Programme FACÉ intempérie « Tempête Aurore » – Tranche 2024
- Transferts de Maîtrise d'Ouvrage
- Ajustement du montant des contributions budgétaires des collectivités adhérentes au vu du montant total des travaux

ECLAIRAGE PUBLIC ET SIGNALISATION LUMINEUSE
- Eclairage public et Signalisation Lumineuse – 5ème tranche de Travaux 2024 < 40 k€ HT
- Eclairage public et Signalisation Lumineuse –5ème Tranche de travaux 2024 ≥ 40 k€ HT

I - COMMUNICATIONS DE LA PRESIDENTE

APPROBATION DU PROCES-VERBAL DU 31 MAI 2024

Madame la Présidente soumet aux membres du Bureau Syndical le procès-verbal de la réunion du 31 mai 2024, qui leur a été transmis avec leur convocation.

Aucune observation n'ayant été formulée, le procès-verbal de la réunion du 31 mai 2024 est approuvé.

COMPTE-RENDU DES DECISIONS DE LA PRESIDENTE

Madame la Présidente rend compte des décisions qu'elle a prises, depuis le Bureau Syndical du 31 mai dernier, en vertu de la délégation du Comité Syndical du 30 mars 2023, à savoir :

Objet			
Transition Energétique	Conseil en Energie Partagé	Niveau 1	Adhésion des communes d'Herouvillette, Dialan-sur-Chaîne, Saint-Martin-de-Bienfaite-la-Cressonnière et Vire-Normandie
		Niveau 2	Adhésion des communes de Caumont-sur-Aure, Dialan-sur-Chaîne, Hérouvillette, Saint-Martin-de-Bienfaite-la-Cressonnière et Vire-Normandie
	Compétence Contribution à la Transition Energétique		Validation du financement du plan d'actions 2024 de Trévières
			Complément au plan d'actions 2024 de la commune de Valdallière
	Convention de partenariat avec la Communauté de Communes du Pays de Falaise et la ville de Falaise pour le prêt de l'exposition nomade "2050" dans le cadre d'un accompagnement PACTE		
Mobilités bas carbone	Acquisition d'un véhicule électrique utilitaire neuf - Aides Financières - Commune de Mouen		
Finances	Virement de crédits n° 1-2024 - Budget principal - Lié aux opérations sous mandat « génie civil télécommunication 2022 »		
	Virement de crédits n° 2-2024 - Budget principal- Lié aux opérations sous mandat « Transition Energétique 2023 »		
Marchés publics	Réparation et entretien des véhicules du SDEC ÉNERGIE		

Le Bureau Syndical prend acte de l'ensemble des décisions présentées, publiées et mises en œuvre depuis la séance du Bureau Syndical du 31 mai 2024.

PROJET

MARCHES PUBLICS

- **Consultations en cours**

Objet	Type de procédure
Fourniture de luminaires peints pour éclairage routier ou résidentiel	Appel d'offres ouvert
Fourniture de contrôleurs à l'armoire de commande pour un réseau d'éclairage public	
Prestations de communication	
Maîtrise d'œuvre pour la rénovation énergétique des écoles élémentaire et maternelle de la commune d'Evrecy	Adaptée ≥ 40 000 € HT
Prestations de nettoyage des locaux du SDEC ÉNERGIE	
Prestations de conseil juridique	

Le Bureau Syndical prend acte du lancement de ces différentes consultations.

- **Résultats de consultations, nécessitant délibérations – Procédures adaptées ≥ 40 000 € HT**

Vu le rapport de la Présidente au Bureau Syndical, joint en annexe de la délibération sous le logiciel OXYAD :

Objet	Attributaire
Maintenances préventive et curative des installations photovoltaïques du SDEC ÉNERGIE	AVNOR

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- ***DECIDE** d'attribuer l'accord-cadre à l'entreprise AVNOR pour un montant maximum de 100 000 € HT (période initiale et reconductions comprises) ;*
- ***CHARGE** Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et de tout acte s'y rapportant lorsque les crédits sont inscrits au budget, y compris tout éventuel avenant ;*
- ***CHARGE** Madame la Présidente d'en rendre compte au Comité Syndical.*

Vu le rapport de la Présidente au Bureau Syndical, joint en annexe de la délibération sous le logiciel OXYAD :

Objet	Attributaire
Réalisation d'audits d'effacement de consommation électrique de sites techniques et de bâtiments tertiaires publics	CABINET ETUDES EXPERT

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- *DECIDE d'attribuer l'accord-cadre à l'entreprise CABINET ETUDES EXPERT, pour un montant du DQE de 55 400 € HT ;*
- *CHARGE Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et de tout acte s'y rapportant lorsque les crédits sont inscrits au budget, y compris tout éventuel avenant ;*
- *CHARGE Madame la Présidente d'en rendre compte au Comité Syndical.*

Arrivée de Monsieur Adberrahman BOUJRAD.

- **Avenants nécessitant délibérations**

Entreprise	Marché	Objet de l'avenant	Observations
REMATELEC	**Groupement de commandes pour la fourniture de postes de transformation, transformateurs HTA/BT, d'armoires de coupure HTA et d'enveloppes de poste de transformation pour la distribution publique d'électricité – RELANCE des lots 2,4,5** Lot 2 : Transformateurs	**Avenant n°1*** Modification de la formule de révision	Avec incidence financière (+ 13 310,83 € HT)
INEO NORMANDIE	**Travaux et maintenance EP / SL 2024** Lot 1 – Bayeux / Bessin / Bocage / Vire Noireau Lot 2 – Caen Ouest / Seulles Terre et Mer – Cœur de Nacre Lot 3 – Caen Sud – Orne et Odon – Suisse Normande	**Avenant n°2*** de transfert de marchés d'INEO NORMANDIE vers INEO INFRASTRUCTURES IDF NORMANDIE	Sans incidence financière

** Avenant joint en annexe du projet de délibération sous le logiciel OXYAD.*

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- *DECIDE d'acter l'avenant n°1 au lot 2 de l'accord-cadre « Groupement de commande pour la fourniture de postes de transformation, transformateurs HTA/BT, d'armoires de coupure HTA et d'enveloppes de poste de transformation pour la distribution publique d'électricité – relance des lots 2-4-5 ;*
- *DIT que cet avenant est applicable à compter du 1er août 2024 ;*
- *DEDIDE d'accepter, dans le cadre des lots n°1, 2 et 3 de l'accord-cadre « Travaux et maintenance Eclairage Public Signalisation Lumineuse 2024 », le transfert des marchés de la société INEO NORMANDIE vers la société INEO INFRASTRUCTURES IDF NORMANDIE avec le maintien du RIB commun du groupement solidaire avec la société TEIM par la signature d'avenants n°2 aux marchés ;*
- *CHARGE Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer ces deux avenants, ainsi que tous les actes et documents s'y rapportant.*

- **Avenant ne nécessitant pas de délibération**

Entreprise	Marché	Objet de l'avenant	Observations
PREVOTEAU (PNS)	**Prestations de nettoyage des locaux du SDEC ÉNERGIE**	**Avenant n°3** Augmentation du prix	Avec incidence financière (+ 5.2 %)

Le Bureau Syndical prend acte de cette communication.

PROJET

- **Reconductions de marchés :**

Marchés / Lots	Titulaire	Durée (en mois)	Prise d'effet	Fin maxi
Carottage et diagnostic amiante et hydrocarbures aromatiques polycycliques dans les revêtements bitumineux pour les Syndicats d'énergie Normands	CHAVALIER DIAG CM	12 mois Reconductible 3 x 12 mois	30/09/2022	29/09/2026
Traitement des poteaux bétons déposés 2022	SOCIETE DES MATERIAUX CAENNAIS	12 mois Reconductible 3 x 12 mois	10/10/2022	09/10/2026
Vérification périodique d'une ligne de vie	DEKRA	36 mois Reconductible 1 x 36 mois	17/09/2020	16/09/2026

Le Bureau Syndical prend acte de ces reconductions de marchés.

- **Sous-traitances 2024 :**

Dans le cadre de ses marchés, le SDEC ÉNERGIE a été saisi des demandes de sous-traitances suivantes :

➢ **Travaux souterrains 2022 :**

Lots	Titulaire	Sous-Traitant	Nature des prestations sous-traitées	Montant HT
13 – CC Cingal Suisse Normande	STEPELEC	SERPOLLET Normandie	Travaux d'enfouissement des réseaux - Route de Boulon FRESNEY LE PUCEUX	10 691,00 €
15 – CC Intercom de la Vire au Noireau	TEIM - INEO	GARCZYNSKI TRAPLOIR FORLUX	Pose d'une borne de recharge - ST SEVER	6 181,09 €

➢ **Construction d'une chaufferie bois et d'un réseau technique de chaleur sur la commune d'Ouilly-le-Tesson :**

Lots	Titulaire	Sous-Traitant	Nature des prestations sous-traitées	Montant HT
1 – Gros œuvre / Second œuvre	CRAM SAS	SMAC (rang 2)	Travaux d'étanchéité et bardage	4 638,40 €

➢ **Supervision, exploitation et maintenance d'un réseau d'infrastructures de recharge pour véhicules électriques et hybrides rechargeables :**

Titulaire	Sous-Traitant	Nature des prestations sous-traitées	Montant HT
CITEOS	FRESHMILE SAS	Supervision exploitation et gestion usagers des bornes de recharge pour l'année 2024	50 000 €

Le Bureau Syndical prend acte de ces sous-traitances.

TRANSFERTS DE LA COMPETENCE « IRVE »

Conformément aux dispositions de l'article 5.2 des statuts du SDEC ÉNERGIE, applicables au 1er janvier 2017, Madame la Présidente propose au Bureau Syndicale se prononcer sur les demandes de transfert de la compétence « IRVE » suivantes, enregistrées depuis le Bureau Syndical du 31 mai 2024 :

Collectivité	Date de la délibération
SAINTE-MARGUERITE-D'ELLE	8 mars 2024
LA POMMERAYE	27 mai 2024

Les communes ne possèdent pas d'actif relevant de la compétence « Infrastructures de recharge pour véhicules électriques, hybrides, à hydrogène rechargeables », Madame la Présidente propose donc de fixer la valeur du patrimoine à 0 € à la date de ces transferts.

Ces nouveaux transferts portent le nombre total de transferts de la compétence « IRVE » à 220 (219 communes + la Communauté urbaine Caen la mer).

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- *ACCEPTE le transfert de la compétence « Infrastructures de charge pour véhicules électriques, hybrides, à hydrogène rechargeables - IRVE », visée à l'article 3.6 des statuts du SDEC ÉNERGIE, par les communes de SAINTE-MARGUERITE-D'ELLE et de LA POMMERAYE ;*
- *DIT que la valeur de l'actif à la date du transfert de la compétence « Infrastructures de charge pour véhicules électriques, hybrides, à hydrogène rechargeables - IRVE », des communes de SAINTE-MARGUERITE-D'ELLE et de LA POMMERAYE s'élève à 0 € ;*
- *DECIDE de mettre en œuvre ces transferts de compétences, tant sur les aspects patrimoniaux, financiers et techniques ;*
- *CHARGE Madame la Présidente de la mise en œuvre de ces décisions et l'autorise à signer tous les actes et documents s'y rapportant.*

ACTUALITES

- **Congrès de la FNCCR**

Comme annoncé au Bureau Syndical du 26 janvier dernier, le 39ème congrès national de la FNCCR, a eu lieu du mercredi 26 au vendredi 28 juin 2024, au centre Micropolis de Besançon où le TEN disposait d'un stand pour présenter aux congressistes ses activités et projets.

Une délégation du SDEC ÉNERGIE a pu participer aux différents ateliers et conférences.

Madame la Présidente propose à Monsieur Alban RAFFRAY de présenter les principaux moments forts à retenir de ce congrès, à savoir :

➢ **Protocole d'accord signé entre la FNCCR et ENEDIS,** qui aura un impact sur le cahier des charges de concession

- Evolution des dispositions de l'article 49B relatif aux modalités de sortie de la concession qui va nécessiter des négociations pour la conclusion d'un nouvel avenant à la concession (avenant n°5), si le SDEC ÉNERGIE est d'accord.
- Extension possible, en zone rurale, de la maitrise d'ouvrage du concédant en matière de raccordement des producteurs.

PROJET

Il est aussi envisagé d'étendre la maîtrise d'ouvrage des AODE aux extensions BT pour le raccordement des **bâtiments publics existants** accédant à la production pour une puissance ≥ 120 kVA, à la suite d'une expérimentation de 15 mois, si celle-ci démontre la pertinence, l'efficacité du processus de raccordement réalisé sous maîtrise d'ouvrage de l'AODE. Le Syndicat devrait candidater prochainement pour participer à cette expérimentation.

- Clarification de l'assiette des travaux entrant dans le calcul du terme I (redevance R2).

  Un avenant relatif à l'accord-cadre national relatif aux investissements éligibles au terme I de la R2 a été conclu entre les parties, la conclusion de cet accord rend caduque la convention locale. Il est donc nécessaire d'entrer en négociation avec le concessionnaire afin de la renouveler au plus tard le 31 décembre prochain pour qu'elle soit entrée en vigueur pour la détermination du terme I de la redevance 2025.

➢ **Atelier « Territoires zéro exclusion »**

Il s'agit d'un programme innovant porté par le collectif STOP Exclusion Énergétique et financé par le mécanisme des certificats d'économie d'énergie (CEE).

Le projet est de densifier la lutte contre la grande précarité énergétique par une approche globale territoriale – apportant mobilisation, compétences, outils et financement.

A ce jour, 14 territoires sont en phase d'expérimentation (principalement des collectivités, dont la ville de Besançon), à l'échelle de quartiers ou de communes voire de département (Mayenne). A horizon 2026, 100 territoires pourront se positionner sur ce sujet (formation, financement, retours d'expériences…).

Arrivée de Monsieur Gilles MALOISEL.

➢ **Atelier « Circuit court de l'énergie »**

Cet atelier était orienté sur l'autoconsommation collective (ACC), qui permet de s'approprier localement les énergies renouvelables, et sur les achats directs auprès de producteurs.

L'autoconsommation collective est fortement portée par les collectivités et les syndicats.

Une inquiétude a été relevée sur le tarif S21, qui permet de sécuriser l'autoconsommation (possibilité de vendre à un tarif garanti et de vendre une partie en ACC) et qui pourrait disparaître.

Des échanges intéressants ont également porté sur les PMO - Personnes Morales Organisatrices. Plusieurs syndicats se positionnent comme PMO mutualisée à l'échelle du département. Ce rôle permet de faciliter le volet administratif des autoconsommations et l'émergence des projets.

Sur les PPA (« Power Purchase Agreements », contrats d'approvisionnement conclus entre un producteur d'énergie renouvelable et un consommateur d'énergie), un livre blanc d'Alterna vient de paraître, montrant les forces et faiblesse par rapport à l'autoconsommation collective (moins local, sur du long terme).

➢ **Atelier « Contrat de concession à l'épreuve du terrain »**

GRDF, signataire de 4 200 contrats de concession (dont 3 700 contrats communaux), a signé 200 nouveaux contrats pivots en 2 ans dans le cadre de renouvellements de concession.

Le Syndicat a fait part de son souhait de poursuivre le contrat en cours jusqu'à son échéance et de ne pas signer d'avenant pour le moment.

Des avancées majeures ont été mises en avant dans cet atelier : gouvernance des investissements, indicateur de performance, redevance R1, annexe TE …

Même si le contrat pivot, qui a été validé par la FNCCR et France urbaine, s'impose comme canevas générique, le Syndicat souhaite la prise en compte de dispositions spécifiques à son territoire.

➢ **Atelier « Reprise en main des prix de l'électricité »**

EDF, absent à cette table ronde, a fait valoir un droit de réserve.

Une commission d'enquête du Sénat travaille actuellement sur le marché européen des prix de l'électricité de manière à pouvoir reprendre le contrôle sur le mécanisme de constitution des prix et moins dépendre des tarifs européens. Les conclusions du rapport seront publiées courant juillet. A noter qu'il est constaté que les prix s'éloignent de plus en plus des coûts de production en France.

La FNCCR, qui garde un profond attachement au système de régulation public (TRVE), plaide pour le maintien de ce système, voire son élargissement.

Un projet de nouveau mécanisme de régulation public post ARENH (fin prévue le 31 décembre 2025) devait être présenté mais le texte de loi est reporté en 2026.

Le prix cible pour EDF s'élevant à 70/80 € le MWh, le Syndicat pourra envisager d'acheter en dessous de 70€. A noter que certains syndicats commencent déjà des prises de position pour 2026-2028 car les prix sont relativement bas.

Monsieur le Directeur Général des Services précise que ce congrès a, par ailleurs, été l'occasion d'échanger, autour de bonnes pratiques et de problématiques similaires, avec d'autres syndicats d'énergie, confortant le Syndicat dans ses décisions en termes d'actions et de missions.

Le Bureau Syndical prend acte de cette communication.

- **Echéances 2024 et prévisionnel 2025**

Pour ce qui concerne les échéances annoncées pour 2024, Madame la Présidente présente les évolutions suivantes :

VACHEMENT CAEN	Dimanche 15 septembre 2024
Réunion de lancement du Marché Subséquent n°2 – Groupement d'achat d'énergie	Mardi 15 octobre 2024 – 14h Salle polyvalente de Biéville-Beuville
Conférence NOME	7 novembre 2024 – 10h Préfecture
Audit des normes ISO 9001 et 50001	~~Jeudi 30 mai 2024~~ Vendredi 29 novembre 2024

Pour l'année 2025, le planning prévisionnel proposé a été remis sur table.

Le Bureau Syndical prend acte de cette communication.

PROJET

TRAVAUX DES COMMISSIONS

ADMINISTRATION GENERALE-FINANCES-CARTOGRAPHIE ET USAGES NUMERIQUES

M. Philippe LAGALLE, 1er Vice-Président en charge de l'administration générale, des finances, de la cartographie et des usages numériques, présente les travaux de la commission réunie le 18 juin 2024 et qui nécessitent délibérations du Bureau Syndical.

➢ Finances

DEMANDE DE SUBVENTION DE L'OFFICE DE TOURISME BAYEUX INTERCOM - « RENDEZ-VOUS A LA CATHEDRALE » ET "LA CATHEDRALE DE GUILLAUME"

L'office de tourisme de Bayeux Intercom organise deux évènementiels devenus incontournables :

- « Rendez-vous à la Cathédrale – Contemplations » - 21 soirées du 16 juillet au 31 août 2024,
- « La Cathédrale de Guillaume – Le merveilleux voyage », nouveau spectacle immersif, - 13 soirées du 18 décembre 2024 au 4 janvier 2025.

Ces spectacles ayant pour objectif de valoriser le patrimoine historique par l'éclairage public et dont la couverture médiatique est en nette progression (télévision : TF1 et France 3 et presse écrite) attendent la visite de 65 000 spectateurs.

Pour ce nouveau rendez-vous 2024, l'Office de Tourisme de Bayeux Intercom sollicite le SDEC ÉNERGIE, partenaire majeur depuis la création de ces évènements en 2010 et 2016, pour l'attribution d'une subvention à hauteur de 10 000 €.

Compte tenu de l'objet de ces événements, s'appuyant sur les technologies innovantes de lumières leds et laser, technologies dont les activités d'exploitant de réseaux d'éclairage public du SDEC ÉNERGIE ont, pour partie, recours, Madame la Présidente propose au Bureau Syndical d'attribuer une aide financière d'un montant de 10 000 € à l'Office de Tourisme de Bayeux Intercom.

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- *DECIDE d'accorder une aide financière de 10 000 € à l'Office de Tourisme de Bayeux Intercom pour l'organisation des nouvelles éditions des « Rendez-vous à la Cathédrale » et « la Cathédrale de Guillaume » ;*
- *DIT que les écritures comptables nécessaires à l'exécution de cette délibération seront imputées sur les lignes de crédits votées au budget principal du SDEC ÉNERGIE ;*
- *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.*

A noter que Monsieur Jean LEPAULMIER, maire-adjoint de Bayeux, n'a pas souhaité participer au vote.

AMICALE DU PERSONNEL - APSEC - AVENANT N°3 A LA CONVENTION INITIALE D'OBJECTIFS ET DE MOYENS

Pour rappel, le Bureau Syndical du 11 mars 2016 a acté, par avenant n°1 à la convention d'objectifs et de moyens, signée le 11 mars 2010 entre les deux parties, des modalités de calcul de cette subvention, sur la base d'un taux de 2,80 % appliqué aux articles 64111 et 64131 de la nomenclature M14, votés au budget primitif de l'année à laquelle ils se rapportent.

Le Bureau Syndical du 14 septembre 2018, par avenant n°2 à la convention d'objectifs et de moyens, a accepté la modification du taux de subvention (2,10 %) et l'élargissement de l'assiette de la cotisation aux agents mis à disposition par le Centre de Gestion dans le calcul du montant de la subvention.

Pour répondre aux besoins de trésorerie de l'APSEC en début d'année par le versement d'un acompte au 1er trimestre de l'année, sur la base de la moitié de la subvention versée l'année précédente, le solde étant régularisé au plus tard 2 mois après le vote du Budget Primitif, et de manière à actualiser la nomenclature comptable visée à l'article 3 de la convention (ne plus faire référence à la M14), Madame la Présidente propose au Bureau Syndical de valider l'avenant n°3 proposé, dont les élus ont reçu le projet en annexe de la note de synthèse jointe à leur convocation.

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- *APPROUVE la modification des modalités de versement de la subvention à l'APSEC de la manière suivante :*

  « Un acompte correspondant à 50% de la subvention de l'année N-1 pourra être versé, sur demande de l'APSEC, au cours du 1er trimestre de l'année N. Le solde de la subvention sera versé au plus tard 2 mois après le vote du Budget Primitif du SDEC ÉNERGIE » ;
- *APPROUVE l'actualisation de l'article 3 de la convention pour prendre en compte l'évolution de la nomenclature comptable ;*
- *APPROUVE le projet d'avenant n° 3 à la convention initiale d'objectifs et de moyens liant le SDEC ÉNERGIE et l'APSEC, annexé à la présente délibération ;*
- *CHARGE Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer l'avenant correspondant et tout acte s'y rapportant.*

➢ Ressources Humaines

PLAN DE FORMATION PREVISIONNEL 2024

Le plan de formation prévisionnel 2024 du SDEC ÉNERGIE proposé s'inscrit d'une part, dans le cadre de la réforme statutaire instaurée par la loi n°2007-209 du 19 février 2007 et d'autre part, dans le cadre de la démarche qualité ISO 9001, dont l'un des objectifs est le développement des compétences des agents.

Ce plan de formation, équilibré et mobilisant tous les services, a été élaboré dans le respect des orientations stratégiques et de la réalisation des missions dévolues aux agents indiquées dans la fiche de poste et nécessitant la mobilisation de compétences.

La collecte et l'enregistrement des demandes ont été assurés par le service Ressources Humaines et l'analyse et les arbitrages ont été réalisés par le service des Ressources Humaines, la Direction Générale et les services concernés.

Les évaluations professionnelles 2023 ont conduit à prioriser certaines actions autour des thématiques suivantes : hygiène et sécurité *(AIPR, risque amiante, norme C15-100, habilitation électrique, assistant de prévention),* énergie, éclairage public, finances, ressources humaines, informatique, management …

L'ensemble de ces 86 actions de formation, correspondant à 400 jours, pour 72 agents sur les 77 que compte le SDEC ÉNERGIE, sera mis en œuvre en 2024, sous réserve des nécessités de service inhérentes au Syndicat et dans le respect de l'enveloppe budgétaire dédiée, soit 70 000 €.

Suite à l'avis favorable du Comité Social Territorial et de la commission « Administration générale, finances, cartographie et usages numériques », Madame la Présidente invite le Bureau Syndical à se prononcer sur ce projet de plan de formation pour 2024.

PROJET

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- *APPROUVE le plan de formation prévisionnel 2024 des agents du SDEC ÉNERGIE ;*
- *DIT que les écritures comptables nécessaires à l'exécution de cette délibération seront imputées sur les lignes de crédits votées au budget principal du SDEC ÉNERGIE ;*
- *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.*

MISE A JOUR DU REGLEMENT INTERIEUR – CHAPITRE « RESSOURCES DU SDEC ÉNERGIE »

Monsieur Philippe LAGGALLE rappelle qu'une refonte du guide interne du SDEC ÉNERGIE, adopté par le Bureau Syndical du 29 novembre 2013 et modifié par ceux des 17 septembre 2015 et 19 janvier 2017, est en cours.

Le Comité Social Territorial a validé le 28 novembre 2023 une méthode consistant à travailler sur des thématiques en constituant des groupes de travail par chapitres, qui seront validés individuellement au fil du temps.

La révision proposée, préalablement validée par le Comité Social Territorial du 4 juin 2024, porte ainsi sur le chapitre relatif aux ressources du SDEC ÉNERGIE :

1. Les équipements de protection individuelle (EPI).
2. Le matériel de premiers secours.
3. Le matériel informatique et téléphonie.
4. Les autres matériels professionnels (odomètre, caméras thermiques, etc. ...).
5. Les moyens d'accès aux locaux (remise d'un badge, bip aux agents).
6. Les véhicules :
   - ✓ Conditions générales d'utilisation (permis de conduire, accréditation, ordre de mission),
   - ✓ Les véhicules relevant de la flotte,
   - ✓ Les véhicules affectés aux services,
   - ✓ Les véhicules affectés à des agents déterminés,
   - ✓ Les conditions de remisage (principe et exception),
   - ✓ Sur autorisation, tolérance pour l'utilisation du véhicule personnel de l'agent pour les besoins de service,
   - ✓ Bonnes pratiques : logiciel de réservation (modalités d'accès) / usage, entretien et nettoyage, péages, carburant, remboursement de frais / accident, panne, dégradations,
   - ✓ Responsabilités.

Concernant le sujet des véhicules ; Trois réunions d'information, ont été proposées aux agents pour leur détailler les changements attendus dans l'utilisation des véhicules de services - sous réserve de la décision favorable du Bureau Syndical de ce jour,

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- *DECIDE d'approuver le Chapitre « Ressources » du règlement intérieur du SDEC ÉNERGIE pour une application au 1er août 2024 ;*
- *DECIDE d'abroger toutes dispositions contraires aux dispositions du présent chapitre ;*
- *CHARGE Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer tout acte s'y rapportant.*

ADHESION A LA CONVENTION DE PARTICIPATION POUR LA PROTECTION SOCIALE COMPLEMENTAIRE – PREVOYANCE SOUSCRITE PAR LE CENTRE DE GESTION DU CALVADOS

Pour rappel, par délibération en date du 30 novembre 2012, le Bureau Syndical a décidé d'accorder le versement mensuel d'une participation financière directement aux agents, en matière de prévoyance, dont le montant a été réévalué par délibérations des 15 novembre 2016 et 20 novembre 2020.

Conformément aux dispositions des articles L.827-7 et L.827-8 du code général de la fonction publique, les Conseils d'Administration des Centres de Gestion de la fonction publique territoriale des départements du Calvados, de l'Orne et de la Seine-Maritime ont décidé de s'associer pour mettre en place des conventions de participation mutualisées dans le domaine de la protection sociale complémentaire, pour les agents des collectivités affiliées et non affiliées du ressort de chaque Centre de Gestion, à compter du 1er janvier 2023, pour une durée de 6 ans.

A l'issue de la procédure de consultation, le Centre de Gestion du Calvados a souscrit une convention de participation pour le risque « Prévoyance » auprès de la Mutuelle Nationale Territoriale (MNT) pour une durée de six ans. Cette convention a pris effet le 1er janvier 2023, pour se terminer le 31 décembre 2028.

Les collectivités territoriales et établissements publics peuvent adhérer à la convention de participation sur délibération de leur assemblée délibérante, après consultation de leur Comité Social Territorial.

A compter du 1er janvier 2025, la formule de base obligatoire propose les garanties suivantes :

- la garantie « incapacité de travail » à hauteur de 90 % du traitement indiciaire net,
- la garantie « Invalidité » à hauteur de 90 % du traitement indiciaire net,
- la garantie « Décès » capital à hauteur de 25 % du traitement brut annuel,
- la garantie « Maintien du régime indemnitaire » à hauteur de 50 % du régime indiciaire net pendant la période de demi-traitement.

Il revient à chaque agent de décider d'adhérer à titre individuel au contrat-groupe « prévoyance » sans questionnaire médical et sans délai de stage (période pendant laquelle certaines garanties de la formule ne seront pas applicables), s'il adhère dans les 12 mois suivant l'adhésion de l'employeur ou suivant son recrutement. A l'issue de cette période, un délai de stage de 6 mois est applicable.

L'adhésion à la convention de participation proposée par le Centre de gestion est conditionnée au versement d'une participation financière par l'employeur aux agents ayant souscrit un contrat avec la MNT.

Le montant alloué peut être soit identique pour l'ensemble des agents, soit modulée dans un but d'intérêt social en prenant en compte le revenu de l'agent.

L'aide financière mensuelle est à ce jour libre (minimum 1 euro), mais deviendra obligatoire à compter du 1er janvier 2025 sur la base d'un montant minimum de référence fixé par décret à hauteur de 7€/mois/agent.

Sur avis du Comité Social Territorial du SDEC ÉNERGIE, réuni le 28 novembre 2023, et de la Commission « Administration générale, finances, cartographie et usages numériques », réunie le 18 juin 2024, Madame la Présidente propose les participations employeur suivantes sur le volet Prévoyance :

Catégorie d'agents par Indice Majoré	Proposition de montant maximum de participation par agent à compter du 1er janvier 2025
≤ 380	37€
381 - 600	31€
> 600	25€

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- *DECIDE :*
  - *d'adhérer à la convention de participation pour le risque « Prévoyance » conclue entre le Centre de gestion du Calvados et la MNT-MGEN, à compter du 1er janvier 2025.*
  - *de sélectionner directement la formule de garantie de base obligatoire au 1er janvier 2025.*

PROJET

- *d'accorder sa participation financière aux fonctionnaires titulaires et stagiaires ainsi qu'aux agents contractuels de droit public et de droit privé de la collectivité en activité ayant adhéré au contrat attaché à la convention de participation portant sur le risque « Prévoyance ».*
- *de fixer le niveau de participation financière maximum du SDEC ÉNERGIE par agent et par mois pour chaque agent qui aura adhéré au contrat découlant de la convention de participation et de la convention d'adhésion de la manière suivante :*
  - *37 € net pour un agent dont l'indice majoré est inférieur ou égal à 380,*
  - *31 € net pour un agent dont l'indice majoré est supérieur à 380 et inférieur ou égal à 600,*
  - *25 € net pour un agent dont l'indice majoré est supérieur à 600.*

– *DIT que les écritures comptables nécessaires à l'exécution de cette délibération seront imputées sur les lignes de crédits votées au budget principal du SDEC ÉNERGIE ;*

– *CHARGE Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer la convention d'adhésion à la convention de participation et tout acte s'y rapportant.*

ADHESION A LA CONVENTION DE PARTICIPATION POUR LA PROTECTION SOCIALE COMPLEMENTAIRE – SANTE SOUSCRITE PAR LE CENTRE DE GESTION DU CALVADOS

De la même manière que pour le risque « Prévoyance », à l'issue de la procédure de consultation, le Centre de Gestion du Calvados a souscrit une convention de participation pour le risque « Santé » auprès de la Mutuelle Nationale Territoriale (MNT) pour une durée de six ans. Cette convention a pris effet le 1er janvier 2023, pour se terminer le 31 décembre 2028.

Le SDEC ÉNERGIE peut adhérer à la convention de participation sur délibération du Bureau Syndical, après consultation du CST.

Trois formules sont proposées au choix des agents, avec des garanties supérieures à celles prévues par le panier de soins défini à l'article L911-7 du code de la sécurité sociale, à savoir :

- Niveau 1 - De base
- Niveau 2 - Confort
- Niveau 3 - Renforcée

Le contrat-groupe « mutuelle santé » s'adresse aux agents actifs, fonctionnaires, stagiaires ou agents contractuels de droit public/privé, ainsi qu'à leurs ayants-droits.

La tarification est adaptée par tranche d'âge pour les actifs.

Il revient à chaque agent de décider d'adhérer ou non, à titre individuel, aux garanties auxquelles il souhaite souscrire.

Les montants des cotisations sont maintenus jusqu'au 31 décembre 2024 hors évolutions réglementaires et fiscales et hors revalorisation du PMSS (Plafond Mensuel de Sécurité Sociale). Puis, en cas de majoration éventuelle, l'augmentation du montant de cotisation est plafonnée à 5% par an.

L'adhésion à la convention de participation proposée par le Centre de gestion est conditionnée au versement d'une participation financière versée aux agents ayant souscrit un contrat avec la MNT.

L'aide financière mensuelle est, à ce, jour libre (minimum 1 euro), puis deviendra obligatoire à compter du 1er janvier 2026 sur la base d'un montant minimum de référence fixé par décret (à hauteur de 15 €/mois/agent).

Sur avis du Comité Social Territorial du SDEC ÉNERGIE, réuni le 28 novembre 2023, et de la Commission « Administration générale, finances, cartographie et usages numériques », réunie le 18 juin 2024, Madame la Présidente propose une participation employeur sur le volet « Santé » à hauteur de 15 € pour l'ensemble des agents.

2024-05/BS/PV

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- *DECIDE :*
  - *d'adhérer à la convention de participation pour le risque « Santé » conclue entre le Centre de gestion du Calvados et la MNT-MGEN, à compter du 1er janvier 2025,*
  - *d'accorder sa participation financière aux fonctionnaires titulaires et stagiaires ainsi qu'aux agents contractuels de droit public et de droit privé du SDEC ÉNERGIE, en activité, ayant adhéré au contrat attaché à la convention de participation portant sur le risque « Santé »,*
  - *de fixer le niveau maximum de participation financière du SDEC ÉNERGIE à hauteur de 15,00 € net par agent et par mois, pour chaque agent qui aura adhéré au contrat découlant de la convention de participation et de la convention d'adhésion.*
- *DIT que les écritures comptables nécessaires à l'exécution de cette délibération seront imputées sur les lignes de crédits votées au budget principal ;*
- *CHARGE Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer la convention d'adhésion à la convention de participation et tout acte s'y rapportant.*

MISE A JOUR DU TABLEAU DES EFFECTIFS - OUVERTURES DE POSTES AU 1ER AOUT 2024

Considérant le besoin d'anticiper le départ en retraite et donc le remplacement de l'agent en place au poste d'Assistant de direction et la nécessité d'ajuster le tableau des effectifs pour permettre l'évolution de carrière des agents par le dispositif d'avancement de grade, Madame la Présidente propose aux membres du Bureau Syndical l'ouverture des postes permanents suivants :

Service	Métier	Grades
Secrétariat général / Assemblées	Assistant de direction	Adjoint administratif territorial Adjoint administratif territorial principal de 2ème classe Adjoint administratif territorial principal de 1ère classe Rédacteur territorial
Dynamiques Territoriales et Innovation	Responsable	Ingénieur principal (avancement de grade)
Efficacité énergétique et production EnR	Responsable	Ingénieur principal (avancement de grade)

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

– *ADOPTE la proposition de la Présidente ;*

– *DECIDE :*
  - *la création, à compter du 1er août 2024, d'un poste permanent, à temps complet, d'assistant de direction au service Secrétariat général / Assemblées, de catégorie C ou B, ouvert aux grades d'adjoint administratif - d'adjoint administratif principal 2e classe - d'adjoint administratif principal 1e classe - de rédacteur territorial ;*
  - *d'autoriser le recrutement d'agents contractuels sur ce poste lorsque les besoins des services ou la nature de fonctions le justifient et sous réserve qu'aucun fonctionnaire n'ait pu être recruté dans les conditions prévues par l'article L. 332-8 2° du code général de la fonction publique ;*

– *DECIDE de l'accompagnement de l'évolution des carrières des agents et :*

PROJET

- *d'ouvrir le poste permanent de responsable au service Dynamiques Territoriales et Innovation créé par délibération du 18 avril 2014, au grade d'ingénieur principal, à compter du 1er août 2024 ;*
- *d'ouvrir le poste permanent, à temps complet, de responsable au service Efficacité énergétique et production EnR, créé par délibération du 14 janvier 2011, au grade d'ingénieur principal, à compter du 1er août 2024 ;*

– *DECIDE de modifier le tableau des effectifs en conséquence ;*

– *DECIDE d'inscrire les crédits correspondants au chapitre 012 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.*

TRANSITION ENERGETIQUE

Monsieur Marc LECERF, Vice-Président en charge de la Transition Energétique, présente les travaux de la commission, réunie le 19 juin 2024 et qui nécessitent délibérations du Bureau Syndical.

DEPLOIEMENT DU PROGRAMME « PACTE » : ACCOMPAGNEMENT DES EPCI A LA MISE EN ŒUVRE DES PCAET

Les EPCI entrent dans une phase de mise en œuvre des PCAET et ont besoin d'appui pour les suivre et favoriser la concrétisation du plan d'actions sur leur territoire.

Un nouvel accompagnement « PACTE » - Programme d'Accompagnement des Collectivités à la Transition Energétique – a été expérimenté depuis 2022 sur 3 EPCI (Vallées de l'Orne et de l'Odon, Pays de Falaise et Pré Bocage Intercom). Le bilan de cette expérimentation conclut que cet accompagnement est pertinent et apprécié, avec cependant quelques ajustements à réaliser pour une meilleure adéquation avec les besoins des EPCI.

Sur la base des conclusions de ce bilan, l'accompagnement PACTE est consolidé pour un déploiement auprès des EPCI dans le cadre de conventions d'une durée de 3 ans renouvelables.

Il a pour but de mettre en mouvement les acteurs locaux et déclencher des actions concrètes de la part des communes et de l'EPCI en matière de transition énergétique sur les thématiques suivantes : bâtiments publics, énergies renouvelables, mobilité bas carbone, éclairage public, précarité énergétique, sensibilisation. Il consiste en un appui en ingénierie, des actions d'animation et des aides financières.

Il se compose de 5 volets :

Volet	Contenu
Volet 1 - Impulsion d'actions sur le patrimoine des collectivités	• Diagnostic énergétique du patrimoine public du territoire (bâtiments, foncier, véhicules, éclairage public) • Mobilisation des communes
Volet 2 - Contribution au suivi de la planification énergétique	• Mise à disposition de données • Mise à disposition d'outils informatiques pour le suivi du PCAET • Participation aux démarches de l'EPCI liées à l'énergie et au PCAET
Volet 3 - Sensibilisation des acteurs du territoire	• Interventions d'experts • Animations escape Game • Projet territorial d'éducation à la transition énergétique et de sensibilisation de la population • Atelier Fabrique énergétique

Volet 4 – Innovation et mutualisation	• Commission consultative pour la transition énergétique • Soleil 14 • Autres actions mutualisées
Volet 5 – Aides financières	Enveloppe financière dont le montant est défini annuellement dans le guide des aides du SDEC ÉNERGIE. Pour 2024, le montant est fixé à 1 €/habitant de l'EPCI dans la limite de 25 000 €. Actions éligibles : • Prestations intellectuelles à l'échelle de tout ou partie de l'EPCI en matière de planification énergétique, animation territoriale et exemplarité • Actions portées par l'EPCI ayant un impact favorable à la transition énergétique de son territoire : travaux de rénovation des bâtiments de l'EPCI (isolation, équipements, régulation dont GTC…), installation d'énergies renouvelables, vélos, abri-vélos, etc.

Madame la Présidente propose une contribution de l'EPCI fixée de la façon suivante pour les adhésions 2024 :

- Pour les communautés de communes : 4000 €/an, soit 12 000 € sur la durée de la convention,
- Pour les communautés d'agglomération et urbaine : montant à fixer par délibération du Bureau Syndical.

Le déploiement du nouveau PACTE se fera de façon progressive sur plusieurs années, avec un premier objectif 2024 de 2 nouvelles adhésions (en plus des 3 conventions en cours).

Pour les conventions en cours, des avenants seront proposés aux trois EPCI concernés afin d'aligner l'accompagnement sur les nouvelles modalités du PACTE.

Monsieur Gilles MALOISEL souligne la complexité de ce sujet et propose qu'un bilan soit réalisé à mi-mandat, pour permettre à chacun de se situer.

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

– *VALIDE le contenu et les modalités de mise en œuvre de l'accompagnement proposé, notamment les aides financières et le montant de la contribution des EPCI ;*

– *CHARGE Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à tous les actes et documents s'y rapportant.*

Arrivée de Monsieur Jean-Yves HEURTIN.

CONVENTION ADEME "LES GENERATEURS"

L'ADEME a mis en place en 2022 à l'échelle nationale un réseau d'animateurs dédiés aux énergies renouvelables électriques destiné aux collectivités et leurs groupements. Ces animateurs ont vocation à intervenir en phase d'émergence des projets, en amont du champ concurrentiel. Ils apportent un conseil neutre et objectif et se positionnent comme tiers de confiance. Ils peuvent notamment mettre en œuvre des missions d'animation territoriale, de sensibilisation, de conseil.

L'ADEME a sollicité les 5 syndicats d'énergie normands, dont le SDEC ÉNERGIE, afin qu'ils déposent leur candidature pour être opérateurs de ce dispositif à raison de 3 ETP à l'échelle normande pour une période de 3 ans, soit 0,6 ETP pour le SDEC ÉNERGIE. Le montant de l'aide financière de l'ADEME s'élèverait aux montants maximums suivants (au total sur 3 ans) :

PROJET

- 54 000 € pour les dépenses de personnel, soit 18 000 €/an, ce qui représente environ 60 % du coût,
- 9 000 € pour l'équipement lié à la création du poste,
- 12 000 € pour des prestations externes liées à la communication, aux actions d'animation ou de formation auprès des collectivités.

Dans un premier temps, cette mission pourrait comprendre les éléments suivants :

- Apport d'une information neutre auprès des collectivités sur les énergies renouvelables :
  - Information sur le montage des projets, les acteurs, les modes de financement, l'autoconsommation, les outils locaux existants…
  - Mise à disposition de modèles de documents.
- Ateliers de sensibilisation pour les élus sur les ENR.
- Accompagnement à l'élaboration et la révision des ZAER.
- Coordination et animation de Soleil 14.
- Réalisation de notes d'opportunité photovoltaïques.
- Veille sur les projets émergents.
- Participation au réseau national « Les Générateurs » et suivi de la convention.

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- *APPROUVE le portage par le SDEC ÉNERGIE de la mission « générateurs » et ses modalités de mise en œuvre ;*
- *AUTORISE la présidente à déposer une candidature auprès de l'ADEME en vue d'établir une convention de financement de la mission selon les conditions définies dans la présente délibération ;*
- *DIT que les écritures comptables nécessaires à l'exécution de cette délibération seront imputées sur les lignes de crédits votées au budget principal du SDEC ÉNERGIE ;*
- *CHARGE Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer ladite convention ainsi que tous les actes et documents s'y rapportant.*

DEVELOPPEMENT ECONOMIQUE

Monsieur Jean-Yves HEURTIN, Vice-Président en charge du développement économique, présente les travaux de la commission, réunie le 12 juin 2024, et qui nécessitent délibérations du Bureau Syndical.

Monsieur le Vice-Président rappelle qu'à l'issue de cette commission, les élus ont été invités à une visite privée très intéressante de la Fabrique à biscuits, située sur la commune de Cambes-en-Plaine, qui a bénéficié d'une aide du Syndicat pour le raccordement de son bâtiment au réseau électrique.

2024-05/BS/PV

AIDES AUX EXTENSIONS POUR ACTIVITES ECONOMIQUES ET OUVRAGES COMMUNAUX, INTERCOMMUNAUX

La liste des dossiers, susceptibles de bénéficier d'aides aux travaux liés au développement du réseau, a été adressée aux élus du Bureau Syndical, préalablement à la réunion.

Pour les 10 projets, d'un montant de 356 078,20 € HT, la participation du SDEC ÉNERGIE (Part Couverte par le Tarif incluse) s'élève à 217 907,49 € pour les extensions du réseau et de 32 675,58 € HT pour le renforcement du réseau pour l'affaire de MANERBE :

TOTAL OUVRAGES COMMUNAUX ET ACTIVITES ECONOMIQUES							
10 PROJETS	Longueur en ml	Coût en € HT	FINANCEMENT EN € HT				
			EXTENSION				RENFORCEMENT
			SDEC ENERGIE	PCT	COMMUNE	PETITIONNAIRE	SDEC ÉNERGIE
	2 919	356 078,20	75 476,21	142 431,28	8 402,26	129 768,45	32 675,58

Madame la Présidente soumet ces projets à l'approbation du Bureau Syndical.

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- *AUTORISE la contribution financière du SDEC ÉNERGIE pour les 10 projets proposés pour un montant de 217 907,49 € HT pour les extensions du réseau ÉNERGIE (Part Couverte par le Tarif incluse) et de 32 675,58 € pour le renforcement du réseau ;*
- *DIT que les écritures comptables nécessaires à l'exécution de cette délibération seront imputées sur les lignes de crédits votées au budget principal du SDEC ÉNERGIE ;*
- *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.*

AIDES AUX EXTENSIONS POUR SITES PRIVES

Les demandes suivantes de soutien financier aux extensions du réseau électrique pour l'alimentation électrique des sites privés réceptionnées par le SDEC ÉNERGIE (communes de catégorie C), sont proposées au Bureau Syndical :

COMMUNE	DESIGNATION DU PROJET	ML	EXTENSION HT	FINANCEMENT EXTENSION en € HT			RENFOR-CEMENT HT
				SDEC ÉNERGIE	PCT 40 %	COMMUNE/ PETITIONNAIRE	SDEC ÉNERGIE
CLECY	Alimentation d'un lotissement 4 lots	50	8 081,65 €	3 232,66 €	3 232,66 €	1 616,33 €	0,00 €
HERMIVAL-LES-VAUX	Alimentation d'un bâtiment existant rénové en maison d'habitation	232	20 509,00 €	4 101,80 €	8 203,60 €	8 203,60 €	0,00 €
HEULAND	Alimentation d'un lotissement 3 lots	95	9 549,00 €	1 909,80 €	3 819,60 €	3 819,60 €	5 310,00 €
ST-GATIEN-DES-BOIS	Alimentation d'un lotissement 6 lots	25	5 003,18 €	2 001,27 €	2 001,27 €	1 000,64 €	0,00 €
TOTAL		**402**	**43 142,83 €**	**11 245,53 €**	**17 257,13 €**	**14 640,17 €**	**5 310,00 €**
				28 502,66 €			

PROJET

Madame la Présidente soumet ces projets à l'approbation du Bureau Syndical.

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- *AUTORISE la contribution financière du SDEC ÉNERGIE pour les 4 projets proposés pour un montant de 28 502,66 € pour les extensions du réseau (dont PCT) et de 5 310,00 € pour le renforcement du réseau relevant de sites privés ;*
- *DIT que les écritures comptables nécessaires à l'exécution de cette délibération seront imputées sur les lignes de crédits votées au 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.*

DEMANDE D'AIDE FINANCIERE EXCEPTIONNELLE – MONUMENT HISTORIQUE - LISIEUX

Sur demande de la commission Monsieur Jean-Yves HEURTIN présente au Bureau Syndical une demande d'aide financière exceptionnelle pour l'alimentation du manoir des Mathurins, monument historique en péril, situé à Lisieux (Ville A – MOA ENEDIS).

Le projet de rénovation à vocation à implanter une activité de charpenterie à l'ancienne et un centre de formation associatif sous l'égide des Compagnons du Tour de France (équarrissage à la hache, montage sans vis).

Les propriétaires, non informés au moment de l'achat, viennent de découvrir la nécessité d'une extension électrique dont, le montant défini par ENEDIS, s'élève à 8 835,84 € TTC.

Le guide des contributions et aides financières adopté par le Comité Syndical du 28 mars 2024 ne prévoit aucune aide pour les projets sur les communes de catégorie A, le Syndicat ne percevant pas de taxe.

Après échanges, les élus du Bureau Syndical conviennent que cette demande nécessite l'apport d'un certain nombre d'éléments complémentaires pour préciser le projet.

Madame la Présidente propose donc que des éléments supplémentaires, permettant une étude approfondie de la demande, soit sollicités auprès des propriétaires, avant que la commission ne revienne vers un prochain Bureau Syndical.

Dans ce contexte, à l'unanimité, les membres du Bureau Syndical valident cette proposition pour qu'une étude très détaillée du dossier puisse être réalisée par la commission « Développement économique ».

TRAVAUX SUR LES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE

En l'absence de Monsieur Gérard POULAIN, Vice-Président en charge des travaux sur les réseaux publics d'électricité, Monsieur Denis CHÉRON présente les travaux de la commission réunie le 21 juin 2024 et qui nécessitent délibérations du Bureau Syndical.

➢ Programmes de travaux – Tranches 2024

PROGRAMME DE RACCORDEMENT DU RESEAU PUBLIC D'ELECTRICITE – 6EME TRANCHE 2024

La commission propose au Bureau Syndical une sixième tranche de travaux 2024, pour le raccordement du réseau public d'électricité concernant 20 projets, pour un montant de 547 647 € HT, dont 60 350 € HT de renforcement nécessaire à 3 projets d'extension et 487 297 € HT consacrés aux extensions.

La liste de ces projets a été transmise aux membres du Bureau Syndical, préalablement à la réunion en annexe de la note explicative de synthèse.

Madame la Présidente soumet cette proposition à l'approbation du Bureau Syndical.

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- *ADOPTE la sixième tranche de travaux 2024 de raccordement du réseau public d'électricité proposée (20 projets, pour un montant de 547 647 € HT) ;*
- *DIT que les écritures comptables nécessaires à l'exécution de cette délibération seront imputées sur les lignes de crédits votées au 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.*

PROGRAMME DE RENFORCEMENT DU RESEAU PUBLIC D'ELECTRICITE – 2EME TRANCHE 2024

La commission propose au Bureau Syndical une deuxième tranche de travaux 2024, pour le renforcement du réseau public d'électricité concernant 8 projets, pour un montant de 476 441 € HT.

La liste de ces projets a été transmise aux membres du Bureau Syndical, préalablement à la réunion en annexe de la note explicative de synthèse.

Madame la Présidente soumet cette proposition à l'approbation du Bureau Syndical.

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- *ADOPTE la deuxième tranche de travaux 2024 de renforcement du réseau public d'électricité proposée (8 projets, pour un montant de 476 441 € HT) ;*
- *DIT que les écritures comptables nécessaires à l'exécution de cette délibération seront imputées sur les lignes de crédits votées au 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.*

PROGRAMME FACÉ INTEMPÉRIE « TEMPÊTE AURORE » – TRANCHE 2024

Le SDEC ÉNERGIE a élaboré en collaboration avec ENEDIS un programme spécifique « intempéries » constitué de 11 dossiers. Le Syndicat dispose jusqu'au 31 décembre 2025 pour réaliser les travaux qui bénéficieront d'une dotation de 718 080 €.

La commission propose au Bureau Syndical une tranche 2024 de ce programme de travaux « intempéries » concernant la pose en souterrain de câbles basse tension pour 2 projets pour un montant de 135 000 € HT :

PROJET

Commune / Localisation	Projet	Solution Technique	Nbre usagers raccordés	Linéaire réseau en ml	Coût estimé en € HT
JUVIGNY-SUR-SEULLES	RD 6	Pose en souterrain de 390 ml de câble basse tension. Dépose de 390 ml de réseau aérien	3	390	70 200 €
VALSEME	Route de Dives	Pose en souterrain de 360 ml de câble basse tension. Dépose de 425 ml de réseau aérien	8	425	64 800 €
TOTAL GENERAL			**11**	**815**	**135 000 €**
PRIX (en € HT) au ml			**166 €**		

Madame la Présidente soumet cette proposition à l'approbation du Bureau Syndical.

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- *ADOPTE la tranche de travaux intempéries 2024 proposée (2 projets pour un montant de 135 000 € HT) ;*
- *DIT que les écritures comptables nécessaires à l'exécution de cette délibération seront imputées sur les lignes de crédits votées au 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.*

TRANSFERTS DE MAITRISE D'OUVRAGE

➢ **Travaux réalisés par le SDEC ÉNERGIE sous mandat pour compte de tiers (collectivités).**

L'opération coordonné d'effacement des réseaux rue du marais à Caen est constitué pour partie d'éclairage public sous maîtrise d'ouvrage de la ville.

Madame la Présidente invite le Bureau Syndical à se prononcer sur la convention, susceptible d'être mise en œuvre pour les travaux d'effacement coordonné des réseaux :

Commune	Cat.	Effacement coordonné des réseaux	Réseau concerné	Coût global de l'opération TTC	Coût TTC du réseau EP	Proportion EP / Coût global du projet
CAEN	A	Rue du Marais	EP	343 380,26 €	78 323,22 €	23 %

Ce projet de convention a été adressé aux élus du Bureau Syndical, en annexe de la note de synthèse, jointe à leur convocation.

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- *DECIDE que le SDEC ÉNERGIE assurera temporairement la maitrise d'ouvrage de l'enfouissement du réseau d'éclairage public dans le cadre de l'opération d'effacement coordonné des réseaux de la ville de Caen (Rue du Marais) ;*
- *ADOPTE la convention correspondante ;*
- *DIT que les écritures comptables nécessaires à l'exécution de cette délibération seront imputées sur les lignes de crédits votées au budget principal ;*
- *CHARGE Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer ladite convention, ainsi que tous les actes et documents s'y rapportant.*

➢ **Travaux réalisés par les lotisseurs privés sous mandat du SDEC ÉNERGIE (pour la desserte intérieure de lotissements privés)**

Madame la Présidente invite le Bureau Syndical à se prononcer sur la convention de délégation temporaire de maîtrise d'ouvrage suivante, susceptible d'être mise en œuvre pour réaliser la desserte intérieure d'un lotissement privé.

Cette convention est basée sur le modèle type de convention validé par le Bureau Syndical du 13 septembre 2019.

La convention proposée au Bureau Syndical porte sur le dossier suivant :

Commune Localisation	Désignation du projet	MOA délégué	Descriptif des travaux	Coût HT des travaux de desserte
CAGNY	**Le Clos du Saulnier - T2** **33 Lots**	LFC INVEST	Pose de 253 ml de réseau BT souterrain et de 191 ml de câble de branchement souterrain	47 568,54 €

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- *ADOPTE la convention proposée permettant la réalisation par le lotisseur ou l'aménageur privé de la desserte intérieure en commune rurale, pour un montant de 47 568,54 € HT ;*
- *DIT que les écritures comptables nécessaires à l'exécution de cette délibération seront imputées sur les lignes de crédits votées au budget principal ;*
- *AUTORISE Madame la Présidente ou son représentant de la mise en œuvre de cette décision et les autorise à signer ladite convention ainsi que tous les actes et documents s'y rapportant.*

AJUSTEMENT DU MONTANT DES CONTRIBUTIONS FINANCIERES DES COLLECTIVITES ADHERENTES AU VU DU MONTANT TOTAL DES TRAVAUX

Il est rappelé que le montant de la contribution à charge de la collectivité correspond à la différence entre le montant total des travaux réalisés et la participation du SDEC ÉNERGIE, déduction faite de la TVA récupérée par le Syndicat.

La commission propose au Bureau Syndical de :

- valider le principe selon lequel la contribution de la collectivité n'est pas réévaluée dès lors que le montant définitif des travaux reste dans une fourchette de + ou – 5 % du montant des travaux initialement prévu au stade de l'étude définitive et d'annuler et de remplacer les dispositions de la délibération du Bureau SyndicalN°2008-09/BS/DB-06 du 24 octobre 2008.
- compléter ce principe par les modalités suivantes :
  1. Cas du dépassement du seuil de -5 % :
     La contribution définitive de la collectivité est systématiquement recalculée en fonction du coût réel des travaux.
  2. Cas du dépassement de seuil de +5 % :
     La contribution définitive de la collectivité pourra :
     - Soit être réévaluée, si les coûts supplémentaires sont apparus du fait des exigences de la collectivité ou de tout autre événement dont le syndicat ne peut être tenu pour responsable et sous réserve que cette réévaluation de la contribution définitive soit supérieure à 100 €,
     - Soit être maintenue en l'état des lors que le syndicat considère qu'il a une responsabilité dans l'apparition des coûts supplémentaires constatés.

PROJET

Madame la Présidente soumet ces propositions à l'approbation du Bureau Syndical.

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- *DECIDE d'annuler et de remplacer les termes de la délibération du Bureau SyndicalN°2008-09/BS/DB-06 du 24 octobre 2008 ;*
- *VALIDE les modalités d'adaptation de la contribution de la collectivité telles que présentées dans la présente délibération ;*
- *DIT que les écritures comptables nécessaires à l'exécution de cette délibération seront imputées sur les lignes de crédits votées au budget principal du SDEC ÉNERGIE ;*
- *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.*

ECLAIRAGE PUBLIC ET SIGNALISATION LUMINEUSE

Monsieur Jean LEPAULMIER, Vice-Président en charge de l'éclairage public et de la signalisation lumineuse, présente les travaux de la commission réunie le 21 juin 2024 et qui nécessitent délibérations du Bureau Syndical.

ECLAIRAGE PUBLIC ET SIGNALISATION LUMINEUSE – 5EME TRANCHE DE TRAVAUX 2024 < 40 K€ HT

Monsieur le Vice-Président présente au Bureau Syndical la liste des opérations engagés depuis le Bureau Syndical du 31 mai 2024 dont les coûts sont inférieurs au seuil de 40 k€ HT (48k€ TTC) :

PROGRAMME TRAVAUX		NOMBRE DE PROJETS	MONTANT TTC
Eclairage Public	Extension / Renouvellement	105	381 211 €
	Fonds Vert	1	18 183 €
	Renouvellement des foyers de plus de 30 ans	6	81 105 €
Signalisation Lumineuse		2	2 362 €
TOTAL		**114**	**482 860 €**

Le Bureau Syndical prend acte de cette communication.

ECLAIRAGE PUBLIC ET SIGNALISATION LUMINEUSE –5EME TRANCHE DE TRAVAUX 2024 ≥ 40 K€ HT

La commission propose au Bureau Syndical une cinquième tranche de travaux 2024, pour la réalisation des projets d'éclairage public suivants :

PROGRAMME D'INVESTISSEMENT	COMMUNE/LOCALISATION	PROJET	MONTANT TTC
Extension / renouvellement (EP)	ISIGNY-SUR-MER	Renouvellement des projecteurs encastrés de sol Place de Gaulle	91 052 €
Sous Total			91 052 €
Fonds Vert (FV)	ARGENCES	Programme Fonds Vert	101 677 €
	LUC-SUR-MER	Programme de renouvellement Eclairage Public Fond Vert	193 376 €
Sous Total			295 053 €
Signalisation lumineuse (SL)	DIVES-SUR-MER	Renouvellement du carrefour 93 THOREZ/SECRETAN/PASTEUR	64 955 €
Sous Total			64 955 €
TOTAL			**451 060 €**

Madame la Présidente propose au Bureau Syndical d'adopter cette nouvelle tranche de travaux 2024 du programme Extension/renouvellement éclairage public, Fonds Vert et Signalisation Lumineuse ».

Après avoir entendu le rapport de Madame la Présidente, le Bureau Syndical après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- *ADOPTE la cinquième tranche 2024 du programme Extension/renouvellement éclairage public, Fonds Vert et Signalisation Lumineuse » pour un montant total de 451 060 € TTC ;*
- *DIT que les écritures comptables nécessaires à l'exécution de cette délibération seront imputées sur les lignes de crédits votées au budget principal ;*
- *CHARGE Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et de l'autorise à signer tous les actes et documents s'y rattachant.*

L'ordre du jour étant épuisé, Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée.

Monsieur Christophe MORIN sollicite la parole pour présenter sa démission à Madame la Présidente, pour convenances personnelles. Il remercie les membres du Bureau Syndical pour la qualité de leurs relations et de leurs échanges, en adressant un remerciement tout particulier à Monsieur Gérard POULAIN et souhaite au Syndicat de pouvoir poursuivre ses belles missions sur son territoire.

Madame la Présidente accepte cette démission.

En l'absence de nouvelle observation, Madame la Présidente lève la séance à 11h30 et confirme que la prochaine séance aura lieu le vendredi 27 septembre 2024 à 9h30.

Le Secrétaire de séance, La Présidente,

Philippe LAGALLE Catherine GOURNEY-LECONTE

SDEC ENERGIE	DOSSIERS DE DEMANDE DE FONDS DE CONCOURS Comité Syndical du 10 octobre 2024

N° dossier	Commune	Intitulé du dossier	Nature travaux	Mt global HT	Participation communale	Fonds de concours	Solde
24EPI0721	ANISY	RENOUVELLEMENT DU FOYER 04-028 HORS SERVICE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	1 163,95	814,76	814,76	
23AME0017	AUNAY-SUR-ODON	RD 06 - RUE DE CAEN T2	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	254 416,83	104 494,93	104 494,93	
22AME0021	BAROU-EN-AUGE	RD39B - ROUTE DE MORTEAUX	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	94 983,83	50 866,71	50 866,71	
24SIL0020	BAYEUX	RENOUVELLEMENT SIGNAL PIETON ET POSE D'UN APPEL PIETON CARREFOUR 08	SIGNALISATION LUMINEUSE	1 207,84	1 207,84	905,88	301,96
24EPI0578		RENOUVELLEMENT CABLE EP SOUTERRAIN ARMOIRE 05	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	7 584,20	6 067,36	5 688,15	379,21
23EPI1065	BERNIERES-D'AILLY	EXTENSION DU RESEAUX ECLAIRAGE PUBLIC	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	32 176,83	22 388,52	22 388,52	
11AME0155	BEUVILLERS	CHEMIN SAINT HIPPOLYTE	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	144 356,78	57 742,71	57 742,71	
24EPI0239	BRETTEVILLE-SUR-ODON	DEPLACEMENT FOYERS RUE WOODBURY	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	1 585,59	1 585,59	1 189,19	396,40
11AME0069	BROUAY	RUE DU VILLAGE ET SENTE CORNIERE	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	73 704,38	49 211,52	49 211,52	
20AME0073	CAEN	RUE DU MARAIS	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	286 150,22	202 248,80	202 248,80	
23EPI1027	CAIRON	PROGRAMME R30 2024	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	126 767,62	63 383,80	63 383,80	
22AME0083	CAMBREMER	RUE DU COMMERCE ET COMICE	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	24 521,25	7 600,12	7 600,12	
23EPI1031	CHEUX	PROGRAMME R30 2024	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	16 230,50	8 115,25	8 115,25	
20AME0119	COLOMBELLES	RUES JEAN JAURES ET EMILE DUMAS	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	261 526,31	167 853,77	167 853,77	
24EPI0670	COURSEULLES-SUR-MER	EXTENSION ECLAIRAGE AMENAGEMENT GIRATOIRE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	63 840,96	48 212,22	47 880,72	331,50
22EPI0895	DIVES-SUR-MER	REMPLACEMENT DES LAMPADAIRES 21-011;049 ET 027	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	2 884,11	2 307,29	2 163,08	144,21
24EPI0656	DOUVRES-LA-DELIVRANDE	GENIE CIVIL ECLAIRAGE TERRAIN DE FOOT ANNEXE ET PISTE D'ATHELTISME	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	28 914,00	23 131,20	21 685,50	1 445,70
24SIL0025		RENOUVELLEMENT ET PROGRAMMATION MODULES SONORE + FEU PIETON CARREFOUR 75	SIGNALISATION LUMINEUSE	2 508,01	2 006,41	1 881,01	125,40
23EPI0664	ÉTERVILLE	RENOUVELLEMENT ZI ETERVILLE / DECROISSEMENT DU RESEAU ROUTE DE MALTOT	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	16 408,83	11 486,18	11 486,18	
22EPI0130	GARCELLES-SECQUEVILLE	FOURNITURE ET POSE DE LA COMMANDE DE L'ECLAIRAGE DU STADE DANS LE NOUVEAU VESTIAIRE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	25 117,14	16 422,47	16 422,47	
21AME0051	HONFLEUR	RUE ST NICOL ET RUE DE LA BAVOLE	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	454 001,90	260 605,66	260 605,66	
24EPI0508	ISIGNY-SUR-MER	RENOUVELLEMENT DES PROJECTEURS ENCASTRES DE SOL PLACE DE GAULLE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	75 876,79	56 907,59	56 907,59	
22AME0050		QUAI SURCOUF	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	139 420,99	72 705,69	72 705,69	
23EXT0044	LE FRESNE-CAMILLY	BT RTE CREULLY 288-05 EXTENSION BT LOT.PRIVE LG INVEST	EXTENSION DE RESEAUX ELECTRIQUES	4 551,05	910,21	910,21	

N° dossier	Commune	Intitulé du dossier	Nature travaux	Mt global HT	Participation communale	Fonds de concours	Solde
24EPI0002	LE TRONQUAY	ECLAIRAGE PARKING GROUPE SCOLAIRE (FOURNITURE ET POSE ARMOIRE DE COMMANDE)	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	4 889,89	3 820,72	3 667,42	153,30
20AME0105	LISIEUX	BOULEVARD HERBET FOURNET - RUE GUSTAVE V - RUE DU VIEUX SERGENT-TRANCHE 2	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	644 471,05	357 619,10	357 619,10	
23EPI1072	LUC-SUR-MER	PROGRAMME DE RENOUVELLEMENT ECLAIRAGE PUBLIC FOND VERT 2024- 2025	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	161 146,49	96 687,89	96 687,89	
23EPI0699	MARTRAGNY	ECLAIRAGE DU PARKING SALLE DES FETES-TRAVAUX SUPPLEMENTAIRES	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	6 354,69	4 448,28	4 448,28	
23EPI1068	MÉRY-BISSIÈRES-EN-AUGE	IMPLANTATION D'UN FOYER ALIMENTE PAR PHOTOVOLTAÏQUE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	5 713,21	2 856,61	2 856,61	
24EPI0113	MONDEVILLE	PROGRAMME R30 2024	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	254 481,07	152 688,64	152 688,64	
19AME0127	OUISTREHAM	AVENUE ANDRY + TRONÇON KIEFFER	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	277 397,81	162 560,56	162 560,56	
23EPI0891		RENOUVELLEMENT ECLAIRAGE DU STADE EN E5 HOMOLOGABLE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	62 057,20	37 234,32	37 234,32	
21AME0103	PORT-EN-BESSIN-HUPPAIN	RUE DU VILLIERS	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	290 995,16	95 658,76	95 658,76	
24EPI0473		DEPLACEMENT ET RENOUVELLEMENT DE L'ARMOIRE 11	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	13 737,02	9 318,08	9 318,08	
21AME0061	ROSEL	CHEMINS DE L'EGLANTINE / RICARAS / MESSE / RD 126	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	374 936,85	187 468,43	187 468,43	
23EPI0668	SAINT-ANDRE-SUR-ORNE	RENOUVELLEMENT EN LEDS ZI SAINT ANDRE SUR ORNE (ARMOIRE 9,17,18)	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	57 774,19	40 441,93	40 441,93	
23EPI0667	SAINT-CONTEST	RENOUVELLEMENT EN LEDS ZI ST CONTEST (ARMOIRE 14,15)	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	23 293,62	17 470,22	17 470,22	
22EXT0207	SAINT-GERMAIN-DE-LIVET	BT ECOLE - 582-02 - ALIMENTATION D'UNE STATION DE POMPAGE EXISTANTE	EXTENSION DE RESEAUX ELECTRIQUES	20 659,64	10 659,64	10 659,64	
23EPI1045	SAINT-LAURENT-SUR-MER	RENOUVELLEMENT DU MAT 02-014	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	795,20	556,64	556,64	
23EPI1033	SAINT-MANVIEU-NORREY	PROGRAMME R30 2024	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	13 673,15	5 469,26	5 469,26	
24EPI0734	SAINT-MARTIN-DE-FONTENAY	RENOUVELLEMENT DU LAMPADAIRE10-14 ACCIDENTE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	1 572,97	1 179,73	1 179,73	
23EPI0821	SAINT-SYLVAIN	PROGRAMME FOND VERT 2024	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	19 735,75	7 894,30	7 894,30	
23EPI0378	TILLY-SUR-SEULLES	RENOUVELLEMENT DES CANDELABRES LORS DE L'AMENAGEMENT DU COEUR DE BOURG - TRANCHE 2024	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	130 068,21	91 453,50	91 453,50	
23EPI0967		FINALISATION DU PROJET RUE DE LA VARENDE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	14 979,54	10 485,68	10 485,68	
24EPI0591	TROUVILLE-SUR-MER	RENOUVELLEMENT PLATINES LED ECLAIRAGE PLUS CHAUD	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	10 866,41	6 519,85	6 519,85	
24EPI0148		EXTENSION D'UN CANDELABRE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	2 807,96	2 246,37	2 105,97	140,40
24EPI0739		PROGRAMME R30 _ AOUT 2024	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	92 059,33	55 235,60	55 235,60	
24EPI0363	VIESSOIX	EXTENSION DE 2 LAMPADAIRES ET DEPLACEMENT DU 01/022	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	5 499,79	3 849,85	3 849,85	
TOTAL				**4 629 866,11**	**2 602 100,56**	**2 598 682,48**	**3 418,08**

La concession de distribution d'électricité et de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente (TRV) en 2022 Synthèse

LES USAGERS

- **473 647 usagers en soutirage** (+ 1,2 %) dont **60 %** des usagers aux TRV[1] (- 1,5 %).
- **4 146 GWh[2] acheminés** (-6,7 %) dont **33%** consommés par des usagers aux TRV. [3]
- **99 %** des usagers sont des usagers C5[4], ils absorbent **55 %** de la consommation.
- **63 %** des usagers résident en zone urbaine (au sens du CAS Facé), ils consomment 29 % de l'ensemble de la consommation.
- **87%** des usagers sont issus du secteur résidentiel et **11%** du secteur tertiaire.
- **4 003 installations de production d'énergies renouvelables** sont raccordées au réseau de distribution d'électricité (+ 15 %), **98 %** des installations sont des **installations photovoltaïques**, **94 %** sont des **installations BT ≤ 36 kVA**.
- La **quantité d'énergie** produite par les sites d'injection se **contracte de 4 %** et atteint **420 GWh**, **70 %** du volume injecté provient d'**installations éoliennes** et 10 % des **installations photovoltaïques**.
- **Les taux de relève** restent bons malgré une légère érosion.
- **444 571 compteurs LINKY ™** ont été posés, ils représentent **95 %** du volume des compteurs actifs C5 et **99,5 %** sont communicants. Le déploiement en masse du compteur s'est **terminé en 2021**, le niveau d'acceptabilité du compteur **a été particulièrement bon** pendant sa période de déploiement.
- ENEDIS a réalisé **249 6132 prestations (mise en service, changement de fournisseurs, résiliation…).**
- **3 139** raccordements réalisés, dont **2 743 raccordements en soutirage** (-7 %) et 396 **raccordements en injection** (+21 %). **Les délais de raccordement s'améliorent** pour les installations de soutirage ≤ à 36 kVA (sans adaptation de réseau 52 jours/62 jours en 2020, avec adaptation des réseaux (152 jours/198 jours en 2020).
- Le nombre de **pénalités versées par tranche de 5 heures de coupures se contracte de 29 % par rapport à l'exercice précédent et est inférieur au nombre moyen de pénalités versées depuis 2017**. La part des coupures de plus 15 heures progresse de 8 % par rapport à l'exercice précédent.
- **Le nombre de réclamations diminue fortement,** le **du taux de réclamations traitées dans les 15 jours progresse et le délai moyen de traitement des réclamations se contracte**.

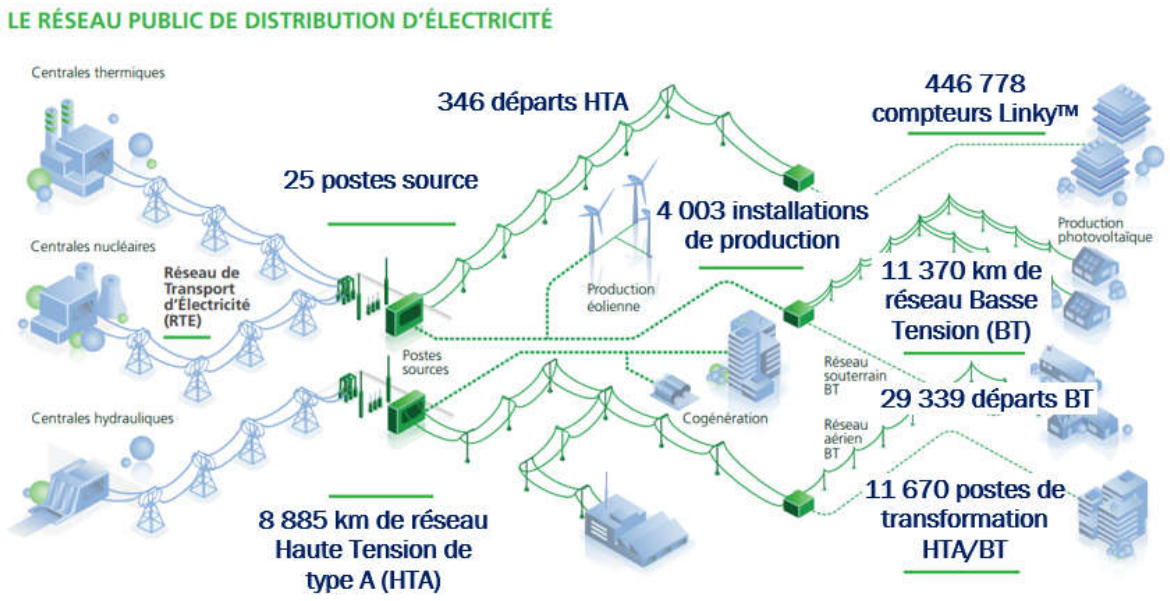
LES TRAVAUX

- Enedis a mis en concession **129 km de réseau**, dont **67 km** de réseau BT et **62 km** de réseau HTA. Le volume de réseau mis en concession diminue par rapport à 2021. Il est équivalent à celui observé lors de la pandémie en 2020. **96 %** des travaux **sont souterrains** (en hausse).

[1] Tarifs réglementés de vente
[2] 1GWh= 1 000 000 KWh
[3] Il s'agit de la consommation à la maille départementale
[4] Usagers disposant d'une puissance souscrite ≤ 36 kVA

- Le taux de renouvellement des ouvrages s'établit à 0,34 % : proportion la plus élevée depuis 2014. **La portée de cette donnée reste limitée.**
- **62 km** de **réseaux HTA aériens** ont été **rénovés** : en baisse de 18 % par rapport à 2021, niveau équivalent à celui de 2014.
- **234 km** de haies élaguées, c'est un peu moins qu'en 2021 (-9 %).La part du critère B HIX due à l'élagage (travaux et incidents) sur les réseaux HTA et BT est estimée à 4,3 minutes en 2022, en hausse.
- Les taux de réalisation du PPI 2019/2022 **sont bons, voire très bons, avec deux exceptions**. Plusieurs indicateurs relatifs à la qualité de la distribution de l'électricité se sont améliorés et quelques autres se sont dégradés.

LES OUVRAGES



Source de l'illustration : CRAC Enedis

- **Le réseau de distribution d'électricité est composé de 20 255 km de canalisations répartis en deux niveaux de tension** : 11 370 km de réseau BT et 8 885 km de réseau HTA. 56% de ce réseau est constitué par du réseau BT, c'est une proportion constante.
- **Les postes source** alimentent **346 départs HTA, dont 45% sont** dits **souterrains**. **Aucun départ HTA** n'a une **longueur > à 100 km** et **24 départs** ont une longueur comprise entre 70 km et 100 km.
- **Les départs HTA sont raccordés à 11 574 postes de transformation** qui alimentent **29 339 départs BT, dont 66%** sont dits **souterrains.**
- **66%** de ce réseau électrique se situe dans les communes rurales au titre des aides financières aux collectivités pour l'électrification rurale (CAS FACÉ), c'est une proportion plutôt constante.
- Les linéaires de réseau BT et HTA augmentent en 2022 respectivement de **0,7%** et de **0,5%** en 2022.
- Le taux concessif de réseau BT en souterrain s'établit à **58%**, alors que celui du réseau HTA est de **47%**.
- Les réseaux sont composés de différentes technologies. Certaines sont dites « fragiles », car plus sensibles aux incidents que d'autres. La part de réseau fragile est limitée sur la concession **: 0,8% de réseau HTA de faible section, 2,9 % de réseaux HTA aériens à risques climatiques avérés, 1,5 % de**

réseau HTA souterrain CPI, 3,4 % de réseau BT aérien en fils nus. Ces linéaires sont renouvelés à un rythme plus ou moins important.

- En 2022, Enedis a procédé à la **localisation des ouvrages composant les branchements individuels**. On dénombre, 570 268 ouvrages de branchements représentant **332 080 branchements individuels**.
- On dénombre **16 876 ouvrages collectifs de branchement (colonnes montantes**).
- L'âge moyen des réseaux varie fortement en fonction de ses caractéristiques. **Sur le périmètre de la concession,** le réseau **BT** a, en moyenne, **29 ans** et le réseau **HTA, 30 ans**. Pour ce qui concerne le réseau BT, le calcul de l'âge moyen du réseau a une **pertinence limitée**.
- Les données patrimoniales **varient** entre les différentes bases de données d'Enedis.

LA QUALITE

- Les **taux d'usagers mal alimentés** (UMA) en tenue de tension (**0,13%**) et en continuité (**0,80%**) **sont bons.** Celui en tenue de tension s'améliore. Celui en continuité augmente, mais reste inférieur à ceux de 2019 et 2020.
- **Aucun départ HTA** n'est en contrainte de tension. **0,4%** des départs BT sont dits mal alimentés (122).
- Le **critère B TCC** s'établit à **54 minutes en diminution de 8 minutes** par rapport à 2021 (-13%).
- Le **critère B HIX** s'établit à **53 minutes, en augmentation par rapport à celui de 2021 (+12%)**. Les incidents sur le réseau HTA contribuent à **51%** du critère B de la concession. Le critère B HIX est imputé aux coupures liées **aux incidents pour 35 min et liées aux travaux pour 18 min**. Sur 2019-2022, **25%** du critère B HIX hors RTE a pour origine **des incidents d'origine climatique**.
- Sur la chronique 2019-2022, **80% des communes de la concession ont un critère B HIX hors RTE inférieure 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.
- En 2022, **le critère B en zone rurale est 4 fois plus important** en zone rurale, où 31 % des usagers de la concession résident.
- **Les évolutions des valeurs repère du schéma Directeur des Investissements (SDI) sont conformes aux attentes** pour 12 d'entre elles sur 13 (contre 11 en 2021) et 1 est en deçà des attentes de l'Autorité concédante.

LA COMPTABILITE

- La **valeur brute des ouvrages concédés** est estimée 1 390 830 **k€** (1 391 M€). La valorisation du patrimoine concessif augmente de **3,4 % par rapport à 2021**. La valeur brute du patrimoine concessif ramenée au nombre d'usagers atteint 2 936 €/usagers. Les ouvrages concédés sont composés majoritairement de **canalisations** (**66%**). Les ouvrages localisés représentent **99,5%** du patrimoine.
- Les investissements déclarés par Enedis atteignent **43 303 k€ en 2022**, en baisse de **6%** par rapport à l'exercice précédent. Le montant des investissements 2022 reste supérieur au montant d'investissements sur la chronique 2011/2022 (39 118 k€) **ce qui traduit un certain dynamisme**.
- Le niveau d'investissements de performance du réseau (hors des dépenses liées au déploiement du compteur LINKY ™) **est encore en recul par rapport à la moyenne constatée sur la chronique 2011-2022**

(moyenne de la chronique : 16 102 k€ - dépenses 2022, 15 873 k€). **Cette baisse est récurrente depuis trois exercices** : Le Concédant rappelle que le niveau d'investissements sur cette typologie de dépenses doit être suffisant afin de maintenir une bonne qualité de distribution de l'électricité sur le périmètre de la concession.

- Les amortissements progressent de 5,4 % pour s'établir à **624 876 k€**. La valeur nette comptable augmente quant à elle de 1,9% pour s'établir à **765 954 k€.**
- Le taux moyen d'amortissement atteint **44,9%.** Ce taux progresse régulièrement depuis 16 ans et varie plus ou moins fortement en fonction des typologies d'ouvrages.
- Le stock de provisions pour renouvellement constituées sur les ouvrages concédés s'élève à **56 178 k€**. Il est à noter que le stock de provisions pour renouvellement progresse de 1,6% en 2022.
- Le montant des droits du Concédant s'élève à **612 513 k€** en augmentation de **2%** par rapport à l'exercice précédent.
- En 2022, la concession affiche des **résultats particulièrement élevés** relativement à l'historique de la concession.

Mission de contrôle 2023 Rapport Enedis-EDF

Données 2022

Préambule

Enedis, EDF et le SDEC ÉNERGIE, 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[1], pour une durée de **30 ans**.

Au titre de cette convention, l'Autorité concédante[2] (le SDEC ÉNERGIE) a concédé :

- la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, à la société Enedis (le Concessionnaire),

- et la mission de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente (TRV) à la société EDF (le Concessionnaire).

Conformément aux dispositions combinées de l'article L 2224-31 du Code général des collectivités territoriales (CGCT), de l'article 44 du cahier des charges annexé à la convention susmentionnée et de l'article 9 de l'annexe 1 dudit cahier des charges, le Concédant contrôle l'activité des Concessionnaires.

Le présent rapport a pour objet de restituer la mission de contrôle 2023 de l'activité des Concessionnaires au titre de l'exercice 2022. Il compte 5 parties et a pour objet de contrôler l'évolution de nombreux indicateurs relatifs :

1. À la qualité du service aux usagers => Partie « Usagers »,
2. Aux travaux réalisés par le Concessionnaire dans l'année => Partie « Travaux »,
3. À l'inventaire technique des ouvrages => Partie « Ouvrages »,
4. À la qualité de fourniture et la sécurité => Partie « qualité »,
5. À l'analyse comptable et financière => Partie « Analyse comptable et financière ».

Chaque partie se termine par un bilan. Ce bilan permet à l'Autorité concédante de faire la synthèse des points importants mis en évidence lors de la mission de contrôle. Ces remarques sont signalées par les icônes suivantes :

Les points forts

Les points en attente, ou à surveiller

Les points faibles, non conformes ou en attente d'évolutions depuis plusieurs exercices

Le périmètre géographique de la mission de contrôle n'a pas évolué entre 2022 et 2023. Il porte sur l'ensemble des 528 communes du département Calvados.

La mission de contrôle 2023 (données 2022) a été lancée le 27 mars 2023 par le Syndicat. Enedis et EDF ont communiqué le **C**ompte **R**endu annuel d'**AC**tivité (CRAC) de l'année 2022, le 1er juin 2023. Ils ont conjointement présenté les données 2022 relatives à leur activité lors d'une réunion qui s'est tenue le 9 juin 2023. Le SDEC ÉNERGIE leur a adressé une série de questions le 11 septembre 2023. Les Concessionnaires ont communiqué leurs réponses à ces questions entre le 11 novembre 2023 et le 23 novembre 2023. Plusieurs réunions d'audit se sont déroulées du 27 au 29 novembre 2023. Les réponses aux questions posées par le SDEC ÉNERGIE à la suite de ces réunions ont été apportées les 5 et 7 février 2024.

[1] Tarifs réglementés de vente ou TRV.
[2] Le SDEC ÉNERGIE peut être dénommé dans le corps de ce rapport, Autorité concédante, le Concédant ou encore l'Autorité organisatrice de distribution d'électricité (AODE).

Il s'agit du cinquième exercice de contrôle complet mené sous l'empire de la nouvelle convention de concession conclue le 29 juin 2018. Pour cet exercice, les dispositions du E] de l'article 9 de l'annexe 1 du cahier des charges annexé à ladite convention seront mises en œuvre :

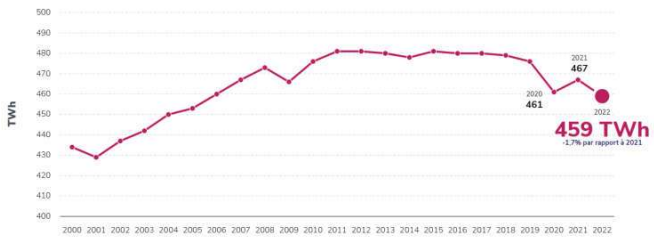
- Le projet de rapport de contrôle sera notifié aux Concessionnaires qui disposent d'un délai de 8 semaines pour apporter leurs observations.
- Un exemplaire du rapport de contrôle final leur sera transmis.
- Les Concessionnaires présentent le cas échéant les actions éventuelles en réponse aux recommandations de l'Autorité concédante dans un délai de 4 semaines.

Les faits marquants de 2022

1 - En 2022, la crise énergétique qui a débuté en 2021 se développe dans des proportions inédites depuis les chocs pétroliers des années 1970. Cette crise énergétique est liée à l'envolée des prix du gaz soutenue par le conflit ukrainien, la crise française sur la production nucléaire et une sécheresse longue qui a entrainé une réduction de la production hydraulique. Cette crise n'a pas entrainé de rupture d'approvisionnement. Selon RTE[3], la sécurité d'approvisionnement a été garantie « grâce à une consommation nationale en baisse sensible à partir de l'automne et une inversion des échanges d'électricité - une première depuis 1980. »[4].
Les effets de cette crise ont donc été essentiellement de nature économique, avec la hausse sans précédent des prix de marché à l'été et à l'automne 2022, qui se sont diffusés au cours de l'année 2023 dans les tarifs.

2 - La consommation nationale d'électricité à température normale décroit de 1,7 % (soit 459,3 TWh - consommation corrigée des aléas climatiques et des effets calendaires). RTE relève que par rapport aux valeurs moyennes historiques (2014-2019), la consommation de l'année 2022 se situe à 4,2% en retrait. Cette baisse concerne tous les secteurs d'activités (industrie, résidentiel et tertiaire). En particulier, la baisse de consommation dans les secteurs résidentiel et tertiaire a dépassé 5 % en moyenne au cours des quatre derniers mois de l'année. Plusieurs phénomènes peuvent expliquer ce phénomène sans que l'on puisse les départager : les contraintes économiques, la sobriété énergétique, le climat.
La consommation brute (c'est-à-dire non corrigée des effets du climat) décroit de 4 % pour atteindre 452,8 TWh, cette baisse plus importante que celle de la consommation corrigée est liée selon RTE au : « fait des températures très élevées en 2022 par rapport aux normales. Ceci a entrainé notamment une forte réduction de la consommation d'électricité pour le chauffage au cours de l'automne et de l'hiver, en raison de la forte thermosensibilité de la consommation française. ».

Figure 1 : Évolution depuis 2000 de la consommation corrigée des effets météorologiques et calendaires



Sources : Bilan électrique national de l'année 2022 publié par RTE

3 - **La production nationale d'électricité** (445,2 TWh) **se situe à son plus bas niveau depuis 1992**, en raison de la faible production nucléaire et hydraulique. En 2022, la production totale en France recule de 15% par rapport à 2021.

[3] RTE, sigle du Réseau de transport d'électricité, est le gestionnaire de réseau de transport français responsable du réseau public de transport d'électricité haute tension
[4] Bilan électrique national de l'année 2022 publié par RTE de 16 février 2023.

4 - Le nombre d'installations de production d'énergies renouvelables progresse toujours fortement : un volume record d'installations a été mis en service (5 GW).

5 - La flambée des prix de l'énergie sur le marché de gros[5] perdure en 2022 : après une première envolée des prix au dernier trimestre de l'année 2021, les prix sur le marché de gros progressent fortement en 2022 à la fois en ce qui concerne les prix pour livraison à très court terme (spot) que les prix pour des échéances de livraison plus éloignées (prix à terme). De 50 euros/MWh (mégawattheure) en début d'année 2021, par exemple, le prix de gros est passé à 222 euros/MWh en décembre 2021. Au cours de l'été 2022, le prix de l'électricité prévue pour être livrée en 2023 est monté jusqu'à 1000 euros.[6]

6 - La hausse sans précédent de l'électricité sur les marchés de gros se répercute sur les marchés de détail[7] :

- La crise des prix de gros a nettement **ralenti le développement des offres de marché** sur l'année 2022.
- Les fournisseurs historiques ont connu une forte croissance sur leurs offres de marché, alors que les fournisseurs alternatifs ont connu une diminution de leurs offres de marché en 2022.
- On observe par ailleurs **un net ralentissement de la baisse du nombre de clients aux tarifs réglementés de vente avec même une hausse** au quatrième trimestre 2022[8].
- Selon l'INSEE[9], en 2022, le prix moyen de l'électricité toutes taxes comprises (TTC) pour les ménages français a augmenté de 7 % pour atteindre **207 €/MWh**, à un rythme supérieur à l'évolution des prix à la consommation (+ 5,2 %) et à l'évolution constatée lors des exercices antérieurs (en 2020 et 2021, cette augmentation a été de 2 %). L'augmentation du prix HTT trouve d'abord son origine dans celle de la composante « fourniture », dans un contexte de hausse globale des prix à terme de l'électricité sur le marché de gros. Le prix spot a ainsi atteint 279 €/MWh en moyenne sur l'année, soit une multiplication par 2,6 par rapport à son niveau de 2021. Cette hausse a été toutefois contenue par la mise en place du bouclier tarifaire.
  Pour les entreprises françaises (hors TVA et aides) ce prix augmente quant à lui de **23,4 %,** les entreprises consommant les plus gros volumes connaissant les augmentations les plus fortes.[10]
- En 2022**, le bouclier tarifaire** a limité l'augmentation du prix de l'électricité.
  En réponse à la forte augmentation des prix de gros, le Gouvernement et le Parlement ont mis en place plusieurs mécanismes de protection des consommateurs, notamment des boucliers tarifaires, des aides pour l'habitat collectif, des aides du ministère de l'Économie et des Finances pour certaines entreprises, ainsi que des majorations du chèque énergie.
  Sur l'année 2022, l'ensemble des consommateurs résidentiels ou petits professionnels aux TRV, ou en offres indexées sur les TRVE ont vu l'augmentation de leurs factures limitée à 4 % TTC.

7 – Selon Enedis[11] en 2022, **380,2 TWh[12] d'énergie électrique ont transité sur le réseau de distribution publique d'électricité, cette quantité d'énergie est en baisse** de 2,6 % (- 12,5 TWh) par rapport à l'exercice précédent. **Cette baisse est portée par la diminution des injections provenant du réseau de transport d'électricité** (- 4,9% - 313 TWh) **et une diminution des consommations**.
Il est à noter que la production décentralisée sur le réseau de distribution d'électricité retrouve selon le Concessionnaire la tendance croissante qu'on observait avant l'année 2021, grâce au développement du parc et aux conditions climatiques favorables. Cette production a été de 65,8 TWh en 2022, soit une hausse de 6,2 % sur un an.
Le bilan électrique d'Enedis pour l'exercice expose que la consommation a connu une baisse de 3,8 %, pour atteindre 332,5 T Wh, cette baisse s'inscrivant : « dans un contexte de forte hausse du prix de l'énergie et de mise en place de la politique de sobriété, dans la perspective du passage de l'hiver 2022-

[5] Le marché de gros désigne le marché où l'électricité est négociée (achetée et vendue) avant d'être livrée sur le réseau à destination des clients finals (particuliers ou entreprises).
[6] https://www.vie-publique.fr/questions-reponses/283337-le-prix-de-lelectricite-en-8-questions
[7] Le marché de détail concerne la fourniture d'électricité des clients finals, par opposition au marché de gros.
[8] Observatoire de détail de l'électricité et du gaz naturel – Commission de Régulation de l'Energie, CRE - 4e trimestre 2022.
[9] Institut national de la statistique et des études économiques.
[10] Prix de l'électricité en France et dans l'Union européenne en 2022 :
https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/documents/DE_4p_prixelectricite_aout2023_V5.pdf
[11] Bilan électrique ENEDIS 2022.
[12] 1 TWh = 1 000 GWh

2023 ». Sur cet exercice, la consommation d'électricité hors corrections climatiques a diminué de 4,3 TWh en 2022 (soit un total de 337,3 TWh - périmètre Enedis).

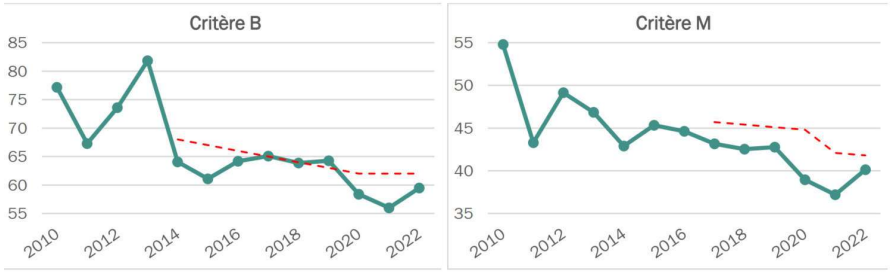
8 - Poursuite de l'ouverture du marché de fourniture d'électricité : À la maille nationale, 41,2 % des sites résidentiels et non résidentiels du marché de détail ont choisi une offre de marché, 58,8% sont aux TRVE. S'agissant des flux de consommation, 74% sont fournis en offre de marché et 26% le sont aux TRVE.

9 –Le déploiement de compteurs LinkyTM s'est poursuivi pour un total de 1,1 million d'unités posées en 2022 soit +25% par rapport au prévisionnel. Le parc s'établit au 31 décembre 2022 à 35,7 millions de compteurs. 3,1 millions de clients ont désormais créé leur compte consultable sur le site enedis.fr ou sur l'application mobile « Enedis à mes côtés » leur permettant de suivre leurs données de consommation contre 2,6 millions fin 2021 soit une hausse de +20% en un an.

10 - Raccordements des installations EnR, autoconsommation : En 2022, Enedis sur son périmètre a raccordé environ 98 100 installations de production, dont près de 91 200 installations en autoconsommation. Ceci représente une progression de **61% par rapport à l'exercice précédent**. La puissance de ces installations est semblable à la puissance raccordée en 2021 (3,7GW en 2021, 3,8 GW en 2022 contre 1,8 GW en 2020).

11 - L'année 2022 a confirmé l'accélération de la pénétration du véhicule électrique en France. Le nombre de véhicules électriques et hybrides rechargeables en circulation en France métropolitaine a dépassé le million de véhicules, pour s'établir à 1 102 975, fin 2022. La part de marché des véhicules électriques et hybrides rechargeables particuliers représente désormais 15,8 % des ventes, soit + 7,7 % par rapport à 2021.

11 - En 2022, Enedis a réalisé une très bonne performance sur 2 des 4 indicateurs incités par la CRE dans le cadre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation (critère B et critère M). Ainsi et au principal, **l'indicateur critère B,** qui mesure la durée moyenne de coupure des clients BT, atteint le niveau de **59,5 min en 2022 contre 56 min en 2021**[13], pour un objectif fixé à **62 min**.
L'indicateur critère M, qui mesure la durée moyenne de coupure pour les clients raccordés en HTA, atteint le niveau de **30,1** min en 2022, pour un objectif fixé de 41,8 min. De la même manière, le critère M est supérieur en 2022 à son niveau de 2021, mais reste en dessous de l'objectif fixé, la durée de coupure en juillet-août 2022 (9,6 min) est supérieure à la durée de coupure à la même période en 2021 (6,8 min) et explique une partie de cet écart.



Sources : Délibération de la CRE du 31 mai 2023
Ligne verte : temps moyen de coupure
Ligne rouge : Objectifs fixés par la CRE

12- Plusieurs textes législatifs ou réglementaires concernant les activités d'Enedis ont été publiés, notamment :

- l'arrêté du 3 juin 2022 portant nomination au Conseil Supérieur de l'Energie qui attribue un siège en propre Enedis,

[13] Pour la CRE, cette augmentation par rapport à l'année 2021 s'explique en partie par des durées moyennes de coupure plus forte en juillet-août 2022 (11,5 min) qu'en juillet-août 2021 (9 min), cela est notamment aux fortes chaleurs de l'été 2022.

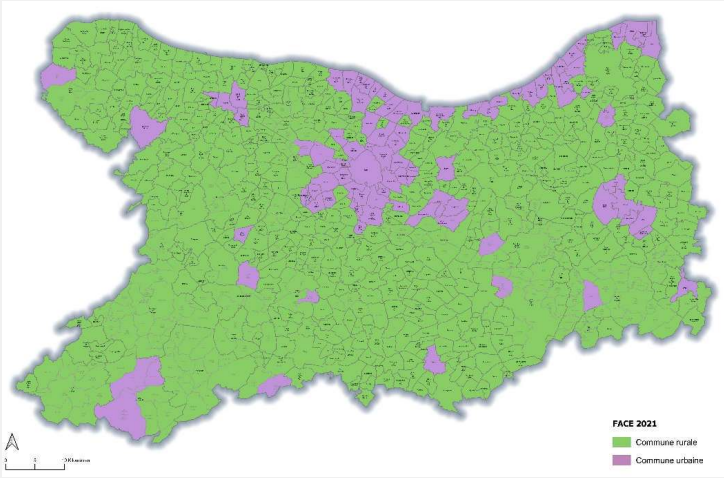
- l'arrêté du 28 juillet 2022 modifiant celui du 6 octobre 2021 (dit « S21 ») qui prévoit la possibilité pour le producteur de demander, avant l'achèvement de l'installation, la modification du trimestre tarifaire pris en compte pour déterminer son tarif sans induire la modification de la demande initiale de raccordement,
- la loi n°2022-1158 du 16 août 2022 portant sur les mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat qui prévoit la mise à disposition du gestionnaire de réseau de transport de capacités d'effacements de consommation, de production et de stockage. Elle prévoit également la remise d'un rapport du gouvernement visant à mettre en place un dispositif national d'effacement volontaire et rémunéré des consommations d'électricité à destination des particuliers,
- le décret n°2022-1249 du 21 septembre 2022 relatif au déploiement d'infrastructures collectives de recharge relevant du réseau public de distribution dans les immeubles collectifs en application des articles L.353-12 et L.342-3-1 du Code de l'énergie, dit décret « colonnes horizontales » qui complète les offres existantes des opérateurs de recharge électrique et permet aux propriétaires d'immeubles et copropriétés de disposer d'une solution qui laisse aux usagers des véhicules électriques ou hybrides, le choix de leur fournisseur en électricité.

Par ailleurs, sur le plan local :

Pour mémoire : Le 1er janvier 2021 est entrée en vigueur la nouvelle répartition des communes du département du Calvados au titre du régime d'aide à l'électrification rurale (i.e. CAS Facé - Arrêtés préfectoraux du 23 décembre 2020 et 8 février 2021). Le financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale a été instauré en 1936 pour favoriser l'électrification des zones rurales et pallier la carence des initiatives privées. Le Facé apporte un soutien financier à certains investissements réalisés par les AODE dans le réseau public de distribution d'électricité des communes rurales.

Ce classement sera maintenu jusqu'au 1er janvier 2027. Le département comptabilise 528 communes dont désormais, 438 dites rurales, 78 dites urbaines et 12 dites mixtes (Condé-en-Normandie, Isigny-sur-Mer, Le Hom, Les Monts d'Aunay, Livarot-Pays-d'Auge, Mézidon Vallée d'Auge, Moult-Chicheboville, Pont-l'Évêque, Rots, Saint-Pierre-en-Auge, Thue et Mue, Vire Normandie). Le nouveau régime d'électrification a entrainé le reclassement d'un nombre très limité de communes.

Plusieurs indicateurs de contrôle utilisent cette répartition entre communes rurales, urbaines, ou mixtes du titre de CAS FACE afin de mesurer l'hétérogénéité du territoire.



1 - Enedis et le SDEC ÉNERGIE ont réalisé en commun le bilan des investissements 2020/2022 et ont dressé les perspectives d'investissements 2023 dans le cadre de la **10e conférence départementale**[14] qui s'est tenue le 6 décembre 2022.

2 - En 2022, Enedis et le SDEC ÉNERGIE ont modifié plusieurs dispositions contractuelles les liant, il s'agit de :

- **L'avenant n°4 à la convention de concession** : cet avenant a pour objet au principal d'approuver le second PPI[15] 2023/2026
- La convention relative au financement des travaux destinés à l'intégration des ouvrages dans l'environnement (renouvellement),
- La convention relative aux modalités de calcul et de versement de la PCT (Part couverte par le tarif) sur le territoire de la concession,
- 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 (renouvellement),
- La convention pour un référentiel commun - terme I (renouvellement),
- La 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,
- La convention relative à la valorisation par le Concessionnaire des ouvrages construits sous la maîtrise d'ouvrage de l'Autorité concédante (renouvellement),
- La convention d'échanges dans le cadre de l'exécution des travaux du SDEC ÉNERGIE (renouvellement),
- La convention relative à la mise à disposition et d'utilisation d'une plateforme d'échange dématérialisée "e-Plans",
- La convention relative aux travaux sous tension et autres prestations (TST) (renouvellement),
- La convention d'amélioration de la qualité de l'électricité distribuée dans la zone de qualité prioritaire (ZQP)

3 - Conformément aux dispositions relatives à la **qualité de la distribution d'électricité**, Enedis a communiqué au Syndicat les 15 mai 2023 et le 30 juin 2023 les évaluations de la tenue globale de la tension et de la continuité d'alimentation au titre de l'exercice 2022. Ces résultats de ces évaluations sont présentés en détail dans la 4e partie du présent rapport.

[14] La loi du 7 décembre 2010 dite loi NOME impose aux deux maîtres d'ouvrage sur les réseaux de distribution publique d'électricité d'établir un bilan ainsi qu'un compte rendu de leur politique d'investissement et de développement des réseaux. La loi du 17 août 2015 (dite loi TECV, loi de transition énergétique pour la croissance verte) a renforcé les enjeux de ce rendez-vous annuel en instituant un cadre national et un formalisme à la présentation des décisions locales.
[15] Programme Pluriannuel d'Investissements (PPI).

TABLE DES MATIÈRES

I - LES USAGERS 10

1. Le nombre d'usagers en soutirage et le volume consommé 10
2. Le profil des usagers en soutirage par segments de puissance 12
3. Les volumes consommés par segment de puissance 13
4. Les usagers en injection, les producteurs 14
5. Les usagers bénéficiant des TRV et l'ouverture à la concurrence 17
6. La relève des compteurs 21
7. Les prestations réalisées par Enedis (hors raccordements) 24
8. Les raccordements 26
9. Les indemnisations versées par Enedis 27
10. Les réclamations relatives à l'activité d'Enedis 29
11. La facturation des usagers résidentiels d'EDF 30
12. EDF et les réclamations écrites 32
13. EDF et la solidarité 33
14. EDF et le chèque énergie 33
15. La satisfaction des usagers 34
16. Les données financières d'EDF relatives aux TRV 35
17. BILAN DE LA PARTIE USAGERS Enedis 36
18. BILAN DE LA PARTIE USAGERS EDF 37

II – LES TRAVAUX 38

1. La répartition des travaux 39
2. Les travaux mis en concession par Enedis 39
3. Suivi du taux de renouvellement des ouvrages mis en concession par Enedis 42
4. Localisation des travaux mis en concession par Enedis 42
5. Les travaux sur le réseau HTA aérien sensible aux aléas climatiques 44
6. La prolongation de la durée de vie (PDV) ou rénovation des lignes HTA aériennes 44
7. Focus sur la fiabilisation des tronçons traités en PDV 47
8. Les travaux d'élagage 47
9. Le contrôle des programmes annuels 49
10. Les taux de réalisation du PPI 2019/2022 50
11. Les travaux réalisés par le SDEC ÉNERGIE 51
12. Le linéaire de réseau mis en concession par maître d'ouvrage 52
13. Les travaux et l'environnement 54
14. BILAN DE LA PARTIE TRAVAUX 56

III - LES OUVRAGES DE LA CONCESSION 58

1. Le réseau de distribution d'électricité 2022 58
2. Les canalisations HTA et BT 59
3. Zoom sur les réseaux fragiles HTA et BT 60
4. Zoom sur les réseaux aériens fragiles en fils nus 61
5. Le réseau HTA aérien soumis aux aléas climatiques 63
6. Les réseaux souterrains HTA et BT fragiles : CPI, CNP 65
7. Les immeubles mis à disposition, les postes source et de transformation HTA/BT 67
8. Les départs HTA et BT et les OMT 69
9. Les branchements 69
10. Les ouvrages de comptage 71
11. L'âge moyen des réseaux BT 72
12. L'âge moyen des réseaux HTA[20] 73
13. La concordance globale des bases techniques et comptables 74
14. BILAN DE LA PARTIE OUVRAGES 77

IV - LA QUALITÉ DE FOURNITURE ET LA SÉCURITÉ 78

1. La qualité de fourniture 78

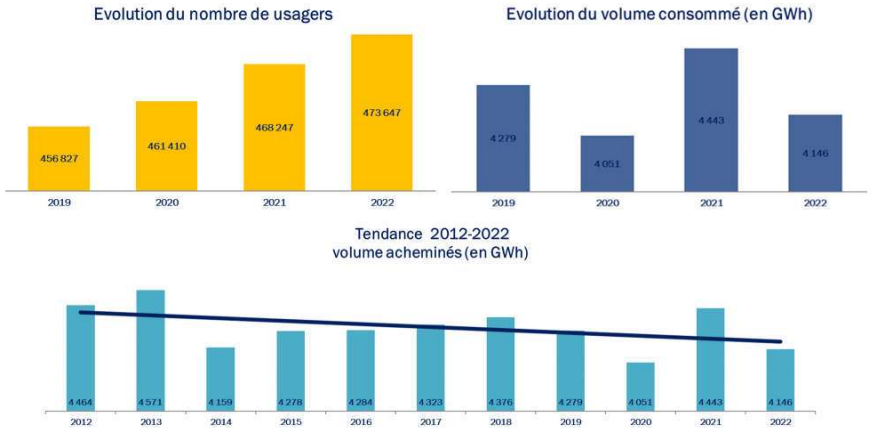
2. La qualité de la tenue de tension à la maille départementale....78
3. L'évaluation globale de la tenue de tension dans le département....80
4. L'évolution de l'évaluation globale de la tenue de tension dans le département....81
5. Les départs en contrainte de tension....81
6. La qualité de la continuité d'alimentation....83
7. L'évaluation globale de la continuité d'alimentation dans le département....83
8. L'évolution de l'évaluation globale de la continuité d'alimentation....84
9. La continuité d'alimentation : le critère B....85
10. Le critère B HIX moyen 2019-2022 communal....88
11. Le critère B HIX hors RTE communal 2022....89
12. La continuité d'alimentation : les taux d'incidents sur les réseaux HTA et BT....90
13. La continuité d'alimentation : critères D et M....91
14. Les fréquences de coupures....91
15. Le suivi des valeurs repères : résultats intermédiaires au terme de l'exercice 2022....92
16. BILAN DE LA PARTIE QUALITÉ....96

V - LA COMPTABILITÉ ET LES FINANCES....97

1. La valeur brute des ouvrages : montant et évolution....97
2. La décomposition de la valeur brute par typologie d'ouvrages....97
3. Zoom sur la localisation des ouvrages....99
4. Reconstitution de la variation de la valeur brute d'actif entre 2021/2022....100
5. Les mises en concession de l'année en valeur (vision flux)....100
6. Les origines de financement des ouvrages (stock)....102
7. Les dépenses d'investissements 2022 d'Enedis....104
8. La valorisation des ouvrages remis par le SDEC ÉNERGIE....107
9. Les différentes valeurs comptables en k€....108
10. Les pratiques d'amortissements....109
11. Les taux d'amortissements....110
12. Les provisions pour renouvellement (PR)....111
13. L'évolution du stock de provisions pour renouvellement entre les deux derniers exercices....113
14. L'évolution des droits du Concédant....115
15. L'évolution du ticket de sortie....116
16. Le compte d'exploitation : qualité de l'information....117
17. Le compte d'exploitation : éléments financiers natifs ou non....118
18. Le compte d'exploitation : évolution des produits....119
19. Le compte d'exploitation : La contribution à l'équilibre....120
20. Le compte d'exploitation : évolution des charges....121
21. Le compte d'exploitation : le résultat....123
22. Les flux financiers....124
23. BILAN DE LA PARTIE COMPTABLE ET FINANCIÈRE....125

I - LES USAGERS

1. Le nombre d'usagers en soutirage et le volume consommé



Enedis communique dans le cadre des missions de contrôle le nombre de Points De Mesure (PDM) actifs en soutirage sur le périmètre de la concession au 31 décembre de l'année N.

Le PDM est **un point de mesure** placé au niveau du compteur. Il est dit **actif** lorsqu'il est rattaché un contrat de fourniture (que ce contrat ait enregistré de la consommation ou non au cours de l'année).

Par simplification, au titre du présent rapport, le nombre de PDM actifs représente le nombre d'usagers en soutirage[16].

Enedis communique également, le volume d'énergie acheminée et facturée à l'année N. Il faut différencier ce volume d'énergie du volume d'énergie consommée puisqu'une part de cette énergie peut ne pas avoir été facturée.
Par ailleurs, le volume d'énergie acheminée et facturée à l'année N. n'est pas strictement égal au volume d'énergie acheminée, car il ne prend pas en compte les pertes techniques (les pertes techniques sont liées notamment à échauffement des ouvrages ou à certaines conditions climatiques).

Par simplification, au titre du présent rapport, le volume d'énergie acheminée et facturée est dénommé volume consommé.

En 2022, le nombre d'usagers en soutirage du réseau de distribution continue d'augmenter à un rythme similaire à celui observé les années précédentes (+ 1,2 %). La croissance du nombre d'usagers autour de 1 % est récurrente depuis 2004. **Le nombre d'usagers en soutirage du réseau de distribution s'établit à 473 647 usagers.**

Le volume consommé par ces usagers s'établit en 2022 à 4 146 GWh. Il décroit fortement par rapport à l'exercice précédent (- 6,7 %).

Néanmoins, il est à souligner que cette baisse importante intervient après deux exercices atypiques. En effet, l'année 2020 a été fortement impactée par la pandémie (baisse de la consommation de 5,3 %) et

[16] Usagers qui soutirent de l'électricité et qui sont à différencier des producteurs qui injectent de l'électricité, dans le réseau de distribution d'électricité.

l'année 2021 a connu une forte progression de la consommation liée à une reprise de l'activité et à des températures plus fraiches (hausse de la consommation de 9,7 %).

En dehors de ces deux exercices et en valeur absolue, l'année 2022 présente la plus forte évolution constatée depuis 2015.

Ce mouvement baissier est similaire à celui observé à la maille nationale par Enedis, mais la baisse mesurée localement est plus importante. Selon ENEDIS[17], la consommation des clients n'a baissé que de 3,8 %[18].

Pour le Concessionnaire, cette baisse s'inscrit dans un contexte de :

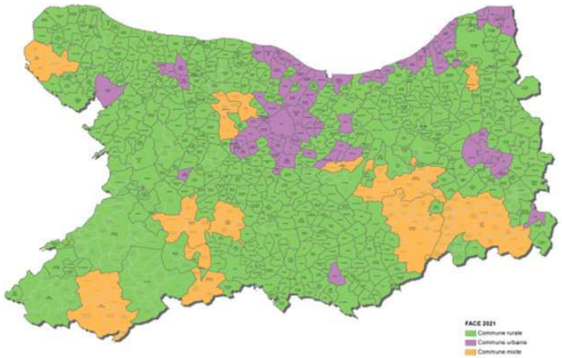
- forte hausse des prix de l'énergie,
- de remise en place de la politique de sobriété, dans la perspective du passage de l'hiver 2022-2023,
- et d'un climat particulièrement chaud (Enedis expose que sur l'année 2022, la moyenne des températures sur le territoire métropolitain a été de +1,3°C au-dessus des normales saisonnières. L'année ayant été essentiellement marquée par une succession de vagues de douceur et de chaleur exceptionnelles.

Ces éléments et le caractère atypique de l'exercice précédent expliquent le mouvement de baisse constatée entre les années 2021 et 2022 à la maille du département. Au principal à cette maille, on retiendra que l'évolution du volume acheminé reste sur une tendance baissière sur une chronologie de 10 ans.

Il est à noter que les requêtes informatiques d'Enedis ne permettent plus d'obtenir le nombre d'usagers en soutirage, les puissances souscrites, le volume d'énergie consommé et les recettes d'acheminement à la maille des communes préexistantes à la création des communes nouvelles par segment tarifaire.

Cet état de fait interdit donc désormais de ventiler ces données en fonction du régime d'électrification applicable sur les différents territoires des communes mixtes au titre de ce régime. Cet état de fait dégrade la qualité des données communiquées au Concédant.

Carte présentant la localisation des communes mixtes au titre du régime FACE



[17] Bilan Electrique 2022
[18] Elle atteint 332,5 TWh en 2022.

2. Le profil des usagers en soutirage par segments de puissance

Le tableau ci-dessous indique les profils des usagers en soutirage par segments de puissance de raccordement ainsi que par tranches tarifaires pour les TRV délivrés par le fournisseur EDF :

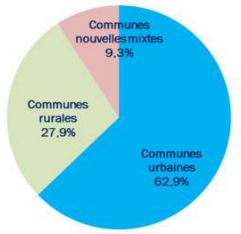
Segments de puissance de raccordement souscrite[19]	Codification Enedis	TRV EDF	Usagers concernés
CARD P > 250 kVA	C1	VERT En extinction	CARD (Contrat d'Accès au Réseau de Distribution) : Fournisseurs d'électricité, industries, gros consommateurs…
P > 250 kVA	C2		Industries, gros consommateurs…
P < 250 kVA	C3		Industries, collectivités locales…
36 kVA <P ≤ 250 kVA	C4	JAUNE En extinction	Collectivités locales, professionnels…
P ≤ à 36 kVA	C5	BLEU	Usagers domestiques, petits professionnels, collectivités locales…

En 2022, les usagers de la catégorie C5 représentent un peu moins de 99 % des usagers, tous segments tarifaires confondus. Le nombre d'usagers appartenant aux segmentations C5 et C4 augmente respectivement de 1,1 % et 2,9 %. Dans le même temps, le nombre d'usagers de la catégorie C1 à C3 progresse légèrement de 0,4%.

Nombre d'usagers	Codification Enedis	2019	2020	2021	2022	Évolution 2021/2022 En %	Part 2022	Évolution 2021/2022 En nombre
P ≤ 36 kVA	C5	450 998	455 512	462 226	467 477	1,1%	**98,7%**	5 251
36 kVA < P < 250 kVA	C4	4 870	4 940	5 061	5 206	2,9%	1,1%	145
P > 250 kVA	C1 à C3	959	958	960	964	0,4%	0,2%	4
Nombre d'usagers de la Concession		**456 827**	**461 410**	**468 247**	**473 647**	**1,2%**		**5 400**

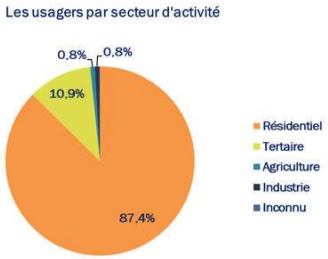
Un peu moins de 28 % des usagers sont raccordés en secteur rural au titre du financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale (CAS Facé) tandis qu'un peu moins de **63 %** des usagers sont raccordés en zone urbaine et qu'un peu plus de **9 %** des usagers résident sur le territoire de communes nouvelles dites mixtes au titre du CAS Facé c'est-à-dire réunissant des communes préexistantes à la création aux communes nouvelles appartenant pour partie au régime rural d'électrification et en zone urbaine. Cette répartition est similaire à celle de l'exercice précédent.

Les usagers par zone au titre du CAS FACE



[19] C1 : point de connexion auquel est associé un contrat CARD (contrat passé entre un usager et un distributeur d'électricité qui ne couvre que l'acheminement d'électricité).
C2 : point de connexion raccordé en HTA, auquel est associé un contrat unique et pour lequel la reconstitution des flux est assurée via la courbe de charge mesurée.
C3 : point de connexion raccordé en HTA, auquel est associé un contrat unique et pour lequel la reconstitution des flux est assurée via la courbe de charge profilée.
C4 : point de connexion raccordé en BT > 36 kVA et auquel est associé un contrat unique.
C5 : point de connexion raccordé en BT ≤ 36 kVA et auquel est associé un contrat unique.

Selon les données mentionnées sur l'Open Data d'Enedis, un peu plus de **87 %** des usagers sont issus du secteur résidentiel et un peu moins de **11 %** des usagers ressortent du secteur tertiaire. Cette répartition est similaire à celle de l'exercice précédent.

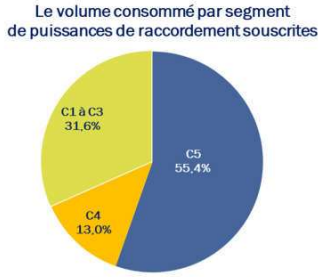


3. Les volumes consommés par segment de puissance

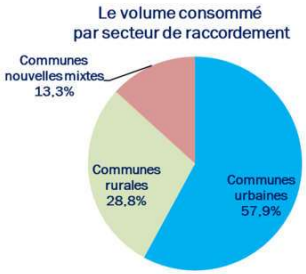
Volumes consommés en GWh	Codification Enedis	2019	2020	2021	2022	Évolution 2021/2022 En %	Part 2022	Évolution 2021/2022 En nombre
P ≤ 36 kVA	C5	2 384	2 286	2 599	2 297	-11,6%	55%	-302
36 kVA < P < 250 kVA	C4	551	502	535	537	0,5%	13%	3
P > 250 kVA	C1 à C3	1 344	1 263	1 309	1 311	0,2%	32%	3
Ensemble de la consommation		**4 279**	**4 051**	**4 443**	**4 146**	**-6,7%**		**-297**

En 2022, les volumes acheminés par segment de puissance de raccordement progressent de manière très différenciée.
Les volumes acheminés appartenant à la segmentation C5 se contractent d'un peu moins de 12 % par rapport à l'exercice précédent (- 302 GWh), c'est la plus forte baisse enregistrée depuis 2014.
Les volumes acheminés appartenant aux segmentations C1 à C3 et C4 stagnent avec des augmentations très limitées de 0,2 % et 0,5 %.

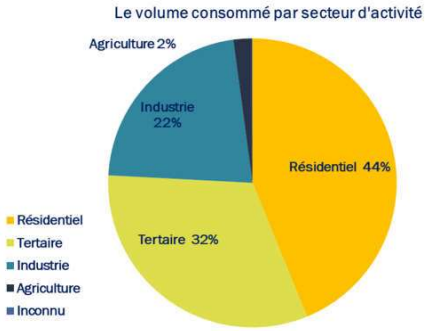
Le volume consommé par les usagers de la tranche C5 représente un peu plus de **55 %** du volume consommé global en baisse de 4 points par rapport à l'exercice précédent, contre 13 % pour la tranche C4 et un peu moins de 32 % pour les tranches C1 à C3.



La part du volume consommé par les usagers des communes urbaines représente un peu moins de **58 %** du volume global. Cette part progresse légèrement par rapport à 2021 (1 %).
La part du volume consommé par les usagers des communes rurales représente un peu moins de **29 %** du volume global, en baisse de 1,2 % par rapport à l'exercice précédent. Le volume consommé par les usagers des communes nouvelles mixtes reste stable autour de **13 %** du volume global consommé.



Selon les données mentionnées sur l'Open Data d'Enedis, **44 %** du volume consommé est destiné au secteur résidentiel, **32 %** au secteur tertiaire et **22 %** au secteur de l'industrie. Cette répartition varie peu d'un exercice à l'autre.



4. Les usagers en injection, les producteurs

À la maille nationale, **65,8 TWh d'énergie renouvelable** ont été produits sur l'ensemble du réseau d'Enedis en 2022[20]. Ceci représente une hausse de **6,2 %** par rapport à 2021. Cette hausse s'explique principalement par la croissance du parc d'installations et des conditions climatiques plus favorables pour la filière photovoltaïque. L'éolien reste la principale source d'énergie sur le réseau d'Enedis avec 32,5 TWh, ce qui correspond à une hausse de 3,2 % sur un an.

La production photovoltaïque affiche à nouveau une forte croissance par rapport à 2021 (26,4 %). Sur l'année, l'énergie totale produite par cette filière représente 16,4 TWh, soit 24,9 % de la production totale.

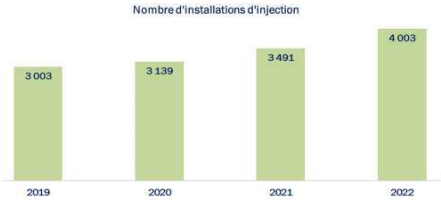
La filière hydraulique a connu une forte baisse de 16,1 % en 2022, soit une diminution de 0,8 TWh par rapport à l'année dernière, liée à des périodes de sécheresse récurrentes. Toutes filières confondues, le taux de croissance annuel moyen de la production décentralisée est de 9,1% par an depuis 2010.

Sur l'ensemble du réseau de distribution géré par Enedis, la capacité des installations d'injection, au nombre de **634 733**, progresse de 11,7 % pour atteindre **37,7 GWh**. Les filières éolienne et photovoltaïque représentent 70 % de la somme des puissances installées. La progression constatée en 2022 est essentiellement portée par la filière solaire.

Le Concessionnaire souligne cette année que c'est la région Normandie qui affiche le plus faible taux de croissance de son parc, avec seulement 6,8 % d'augmentation de la puissance installée en un an.

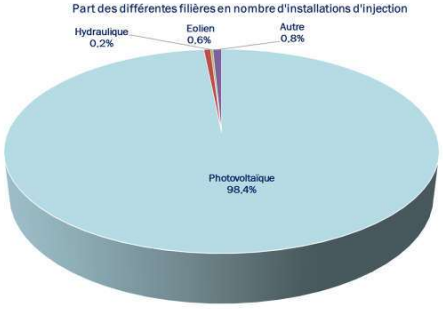
À la maille de la concession, le parc d'installations de production progresse de 15 % en 2022 pour atteindre 4 003 installations.

Cette évolution est portée principalement par la filière solaire.

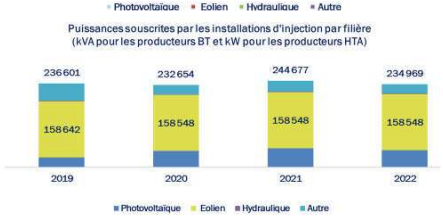


[20] Bilan électrique 2022 Enedis.

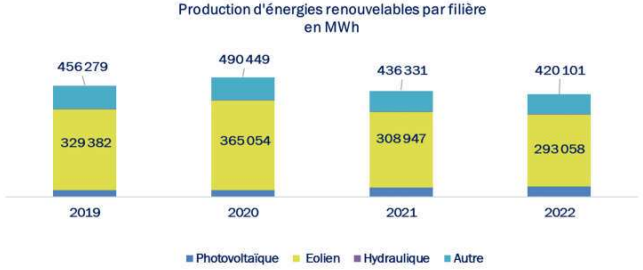
Un peu plus de **98 % des installations sont des installations photovoltaïques,** un peu plus de 94 % sont des installations BT ≤ 36 kVA.



La capacité des installations d'injection atteint 234 969 kVA/kW, **elle diminue de 4 %. Cette baisse est portée par les installations > 250 kVA dans les filières solaires et autres**, elle semble liée à une diminution du nombre d'installations sur ces segments.



Quantité d'énergie produite des sites d'injection par filière En MWh[21]	2019	2020	2021	2022	Évolution 2021/2022 En %	Part 2022	Évolution 2021/2022 En nombre
Photovoltaïque	28 574	28 560	38 328	43 170	12%	10%	4 607
Éolien	329 382	365 054	308 947	293 058	-5%	70%	-15 890
Hydraulique	5 081	4 970	5 130	3 100	-40%	1%	-2 029
Autre	93 242	91 865	83 691	80 773	-3%	19%	-2 918
Ensemble des quantités injectées	**456 279**	**490 449**	**436 096**	**420 101**	**-4%**		**-16 230**



La quantité d'énergie produite par les sites d'injection à la maille de la concession se contracte à nouveau. Elle décroit de 4 % et atteint 420 101 MWh. L'évolution de cette donnée sera à surveiller lors du prochain exercice.

[21] Les valeurs communiquées par Enedis concernant les quantités d'énergie injectées et les puissances de raccordement des installations sont calculées de façon à protéger les données à caractère personnel (DCP), ainsi que les informations commercialement sensibles (ICS) des utilisateurs du réseau : les puissances souscrites et les quantités d'énergie injectées des installations BT ≤ 36 kVA éoliennes, hydrauliques et autres ne sont donc pas communiquées

Cette baisse est due principalement à la baisse du volume produit par les installations éoliennes (- 5 %, - 15 890 MWh). La filière éolienne produit en 2022 70 % de l'énergie injectée sur le réseau, vient ensuite la production des autres filières puis, le volume produit par la filière solaire qui représente 10 % du total. Les volumes d'énergie produits par les filières hydraulique et autres se contractent eux aussi, mais, dans des proportions moindres (-2 %). Seule la production de la filière solaire progresse de 12 % pour atteindre 4 607 MWh.

Une évolution des puissances installées à la hausse ne traduit pas nécessairement par une croissance de la production réalisée. En effet, la nature de l'énergie en cause, les conditions de fonctionnement des installations et les conditions météorologiques conditionnent fortement la production des principales filières d'énergies renouvelables. **Le calcul du taux de charges** permet de prendre en compte ces spécificités.

Le taux de charges est **le ratio entre l'énergie que produit une filière sur une période donnée et l'énergie qu'elle aurait produite durant cette période si les installations avaient constamment fonctionné à leur puissance nominale** (Puissance la plus élevée qu'une unité de production peut délivrer). La période généralement considérée pour calculer un taux de charges de référence est une année. Le taux de charges s'exprime généralement en pourcentage.

À titre d'exemple et pour une installation, le calcul du taux de charge est le suivant : pour une éolienne de 2 MW de puissance nominale, sachant qu'une année correspond à 8 760 h, cette éolienne pourrait, en théorie, produire au maximum : 8 760 h x 2 MW = 17 520 MWh (soit 17,52 GWh). Si l'éolienne considérée produit dans les faits près de 4 000 MWh en un an, son facteur de charges est égal à : 4 000 / 17 520 = 22,8%.

En 2022, le parc nucléaire français a connu un taux de charges historiquement bas, 54 % selon le dernier bilan électrique de RTE (il est en moyenne de 74%).

Taux de charges moyen de la concession par filière en %	2019	2020	2021	2022	Taux de charges moyen national[22] 2022
Photovoltaïque	11,87%	7,16%	8,23%	10,18%	**13,3%**
Eolien	23,70%	26,28%	22,24%	21,10%	**21,4%**
Hydraulique	30,67%	30,14%	31,13%	18,82%	**29,5%**

À la maille de la concession, le taux de charges de la filière photovoltaïque progresse de 2 points en 2022. Cette évolution est liée à une augmentation de la production suffisamment importante pour effacer la baisse des puissances raccordées. Cependant, le taux de charges reste localement en deçà du taux de charges national.

Le taux de charges éolien se dégrade d'un point, malgré une stagnation des puissances installées : ceci pourrait indiquer que les conditions météorologiques de 2022 n'ont pas été très favorables à cette filière ou que les conditions d'exploitation de ces installations ont dégradé leur production d'énergie.

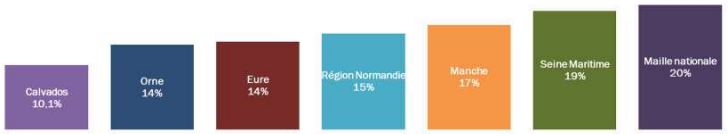
Le taux de charges de la filière hydraulique décroit fortement sans baisse des puissances raccordées, ce résultat s'explique au principal par des conditions climatiques très défavorables en 2022, dans un contexte de sécheresse et de déficit de pluviométrie.

Le tableau ci-dessous présente au périmètre de la concession, le ratio d'énergies renouvelables injectées sur le réseau versus le volume d'électricité consommée. Ce ratio s'établit autour de 10 % depuis deux exercices.

[22] Bilan électrique 2022 Enedis.

Comparaison Consommation / Production (En GWh)	2019	2020	2021	2022
Volume d'énergie consommée	4 279	4 051	4 443	4 146
Production injectée	456	490	436	420
Ratio (maille concession)	10,7%	12,1%	9,8%	10,1%

2022: Ratio du volume injecté sur le réseau d'Enedis rapporté aux volumes consommés en % selon différentes mailles



5. Les usagers bénéficiant des TRV et l'ouverture à la concurrence

Depuis le 1er juillet 2007, les consommateurs d'électricité peuvent choisir entre deux types d'offre de fourniture d'électricité :

- Une offre à prix de marché, le prix de cette offre est fixé par les fournisseurs d'électricité,
- Une offre à prix réglementés de vente, ou TRV. **Cette offre est proposée uniquement par EDF**, en raison de sa qualité de fournisseur d'électricité historique.

Fixés par les pouvoirs publics sur proposition de la CRE, les TRV visent à garantir aux consommateurs un prix de l'électricité **plus stable** que les prix de marché, **s'agissant d'un bien de première nécessité**. Les évolutions des tarifs réglementés de vente peuvent intervenir une à deux fois par an, toujours sur proposition de la CRE et décision des pouvoirs publics.

Jusqu'au 1er janvier 2016, 3 tarifs réglementés de vente étaient proposés :

- **Le tarif bleu** qui désigne le tarif applicable aux compteurs dont la puissance est égale ou inférieure à 36 kVA. Le tarif bleu est destiné aux particuliers et aux petits professionnels.
- **Le tarif jaune** qui s'applique aux compteurs électriques dont la puissance souscrite est comprise entre 36 et 250 kVA. Il correspond aux besoins des entreprises.
- **Le tarif vert** est destiné aux usines et aux entreprises à très forte consommation. Ce tarif concerne les compteurs dont la puissance est supérieure à 250 kVA.

Depuis cette date, seul perdure le tarif bleu, les tarifs jaune et vert ne sont plus proposés.

Depuis le 1er janvier 2021, les offres au tarif bleu sont caduques pour les entreprises et professionnels ayant une puissance de compteur inférieure ou égale à 36 kVA. Seules les TPE peuvent encore souscrire ce tarif (< 10 salariés et chiffre d'affaires, recettes ou le total du bilan, annuels < 2 M€).

Le tarif bleu est proposé par EDF **avec différentes options** afin de s'adapter à tous les profils de consommateurs :

- **L'option « Base »** : cette option est disponible à la souscription pour les puissances de 3, 6, 9, 12 et 15 kVA. Les consommations sont réparties sur une seule période tarifaire.
- **L'option « Heures pleines / Heures creuses »** : cette option est disponible à la souscription pour les puissances de 6, 9, 12, 15, 18, 24, 30 et 36 kVA. Les consommations sont réparties sur deux périodes tarifaires : heures pleines (16 heures par jour) et heures creuses (8 heures par jour). Les heures creuses sont déterminées par le gestionnaire du réseau électrique. Elles peuvent être contiguës ou non contiguës et sont impérativement fixées entre 12 h et 17 h et entre 20 h et 8h.
- **L'option « Tempo »** : Cette option est toujours disponible à la souscription pour les puissances de 9, 12, 15, 18, 24, 30 et 36 kVA. Les consommations sont réparties sur six périodes tarifaires déterminées en fonction de l'heure de la journée (16 heures en heures pleines et 8 heures en heures creuses, de 22 h à 6 h le lendemain matin) et de la couleur du jour : 22 jours rouges par an, compris entre le 1er novembre et le 31 mars (sauf samedi et dimanche), 43 jours blancs, 300 jours bleus.
- **L'option « EJP » (Effacement Jour de Pointe)** : Cette option n'est plus disponible depuis 1998. Dans le cadre de cette option, le prix du kilowattheure est identique toute l'année, excepté 22 jours par an appelés « jours de pointe » (18 heures par jour), compris entre le 1er novembre et le 31 mars.

Dans le cadre de la mission de contrôle, EDF communique le nombre de contrats conclus aux TRV et les consommations associées. Afin de simplifier la lecture des données, le nombre de contrats est dénommé ci-dessous, le nombre d'usagers.

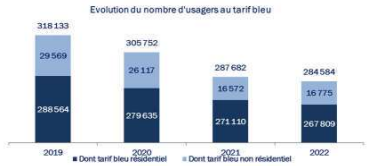
Le Concessionnaire EDF communique le nombre de contrats conclus aux tarifs réglementés de vente (TRV) et les consommations associées.
Le nombre d'usagers bénéficiant des tarifs réglementés de vente (TRV) décroit chaque année depuis 2015. En 2022, il s'établit à 284 666, en retrait de 1 % par rapport à 2021.

Ce mouvement de baisse est lié à plusieurs éléments structurels du marché de l'électricité de détail :

- L'ouverture totale du marché au 1er janvier 2007 et la mise en place d'une dynamique concurrentielle depuis lors ;
- L'augmentation du nombre de fournisseurs alternatifs depuis 2016 et de leurs offres [23].
- La réduction de l'assiette des usagers aux TRV[24].
- La fluidité du marché de détail pour les petits consommateurs qui est assurée grâce à la possibilité de changer à tout moment et sans frais de fournisseur sur tout le territoire.

Cette baisse est cependant moins importante que les baisses constatées les années précédentes qui se situent entre -3 % et -6 % par an entre 2015 et 2020. La Commission de Régulation de l'Energie (CRE) fait une constatation semblable au niveau national pour les clients résidentiels : « On observe un net ralentissement de la baisse du nombre de clients au tarif réglementé (-186 000 offres au tarif réglementé en 2022 contre - 1 051 000 en 2021), avec même une hausse au quatrième trimestre 2022 (+ 106 000 sites). ». Ce constat est à relier à la hausse sans précédent de l'électricité sur les marchés de gros qui s'est répercutée sur les marchés de détail.

94 % des usagers aux TRV bénéficiant d'une offre au tarif résidentiel. Cette part reste stable entre les exercices.



Seuls 82 usagers bénéficient encore des tarifs jaune et vert. (TRV supprimés au 1er janvier 2016 et maintenus à quelques rares exceptions énumérées à l'article R338-17 du Code de l'énergie).

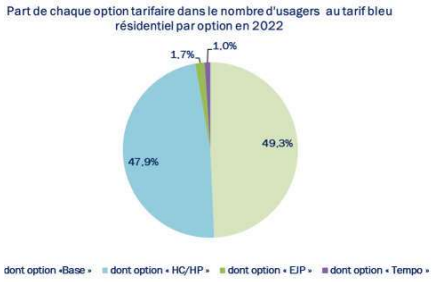
Le nombre d'usagers bénéficiant des tarifs bleus résidentiels se contracte de 1,2 %.

[23] Au 31 décembre 2022, 53 fournisseurs d'électricité « nationaux » sont dits actifs par la CRE.
[24] Disparition des tarifs jaune et vert depuis le 31/12/2015 et au 31/12/2020, les tarifs réglementés de vente de l'électricité sont réservés aux consommateurs résidentiels et aux consommateurs non résidentiels qui emploient moins de 10 personnes, et dont le chiffre d'affaires, les recettes, ou le bilan annuel sont inférieurs à 2 millions d'euros.

Le nombre d'usagers résidentiels bénéficiant des tarifs bleus baisse, quelle que soit l'option tarifaire concernée à l'exception de **l'option TEMPO** qui bondit de **45 %**. Cette hausse s'explique par la nature de cette offre en temps de crise énergétique, il s'agit en effet de la seule offre d'effacement existant à grande échelle sur le marché des usagers résidentiels. Cependant, ce résultat est à appréhender avec précaution, car les usagers de l'offre TEMPO ne représentent que 1 % des usagers résidentiels. **L'évolution du nombre d'usagers tarif bleu résidentiel option tempo reste donc à mesurer lors du prochain exercice.**

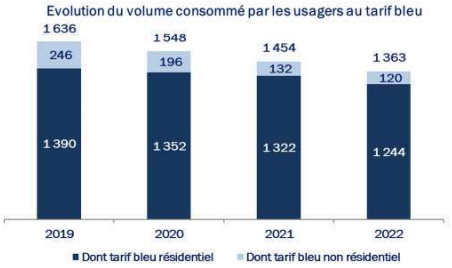
Comme les exercices précédents, les usagers bénéficiant de l'option de base représentent un peu plus de **49 %** des usagers résidentiels bénéficiant des tarifs bleus en légère progression par rapport à l'exercice précédent.

Les usagers bénéficiant de l'option HC/HP représentent un peu moins de **48 %** des usagers résidentiels bénéficiant des tarifs bleus. Cette part s'érode lentement depuis 5 exercices consécutifs.

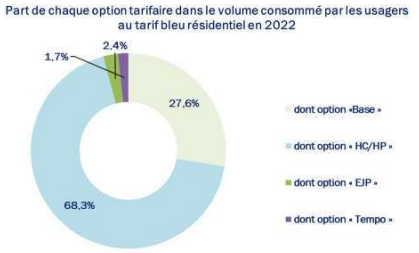


Les usagers aux tarifs réglementés de vente ont consommé **1 365 GWh** en 2022.

Le volume consommé par les usagers aux tarifs réglementés de vente s'établit **à la baisse lui aussi de 6 % par rapport à 2021**. Cette baisse est continue depuis 2015 (cf. baisse du volume acheminé).



99,9 % du volume d'énergie consommé par les usagers aux TRV est consommé par des usagers bénéficiant d'une offre au tarif bleu, dont 91 % par des usagers résidentiels et 9 % par des usagers non résidentiels

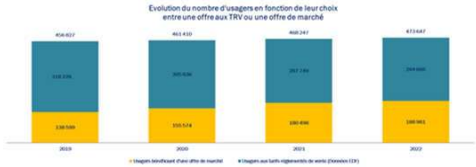


Comme les exercices précédents, les usagers bénéficiant de l'option de base ont consommé un peu plus de 27,6 % du volume consommé.

Les usagers bénéficiant de l'option HC/HP ont consommé 68 % du volume consommé.

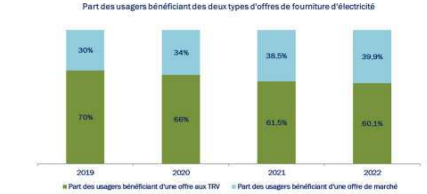
À partir du nombre de points de mesure et du volume consommé, communiqués par Enedis, le Concédant calcule :

- d'une part, la part du nombre d'usagers bénéficiant des TRV et la part du nombre d'usagers bénéficiant d'une offre de marché,
- et d'autre part, la part du volume consommé par les usagers bénéficiant des TRV et la part du volume consommé par les usagers bénéficiant d'une offre de marché.

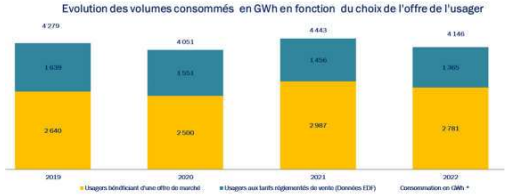


Sur la base de ce calcul, en 2022, un peu plus de **60 % des usagers** sont des usagers bénéficiant des TRV, cette part est en **baisse de 1,5 point** par rapport à celle calculée en 2021, ces usagers consomment **33% du volume d'électricité acheminé sur la concession**.

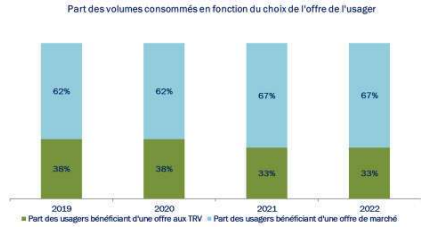
Ces données sont similaires à celles relevées au niveau national par la CRE pour ce qui concerne le nombre de sites qui bénéficient d'une offre aux TRV.



Au 31 décembre 2022, la CRE relève qu'environ 41% des sites sont en offre de marché (soit 59% de sites en offre aux tarifs réglementés de vente) et environ 74% de la consommation est fournie par des offres de marché (soit 26 % des consommations fournies par les offres aux tarifs réglementés de vente).



Néanmoins, on observera qu'à la maille de la concession une part de la consommation des offres aux tarifs réglementés de vente plus importante de 5 points.



64

Les données communales relatives aux usagers bénéficiant des TRV pour l'exercice 2022 qui ont été transmises par EDF sont partielles, car elles ont été « secrétisées ».

Le Concessionnaire refuse de communiquer, par tarif, le montant des recettes / la quantité d'électricité consommée/le nombre de PDL actifs et la somme des puissances totales pour le tarif bleu résidentiel et le tarif bleu non résidentiel, lorsque le nombre de consommateurs est inférieur ou égal à 10 points de consommation et/ ou le volume consomme inférieur à 200 MWh.

EDF justifie sa position au motif que l'article D111-52 du Code de l'énergie complété par un arrêté du 18 juillet 2016 impose la secrétisation au public de ces données lorsque les conditions exposées ci-dessus sont réunies.

Le Concédant s'oppose à cette décision pour les motifs suivants :

- Les dispositions reprises ci-dessus s'appliquent à la mise à disposition de données dans le cadre de la planification énergétique et non au contrôle de concession.
- La mission de contrôle visée à l'article L2224-31 du CGCT impose au Concédant de transmettre au Concédant les informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice des compétences. Les données de consommation à la maille communale et par tarif sont utiles au contrôle du bon accomplissement de la mission de contrôle, car ces données, lorsqu'elles sont non secrétisées à la maille communale, permettent de vérifier la donnée à la maille concessive communiquée par le Concessionnaire et donc les évolutions du nombre de consommateurs et du volume consommé d'une année sur l'autre notamment.
- Le Concédant souligne qu'il est donc désormais dans l'impossibilité de reconstituer ces données à la maille concessive en partant des données à la maille communale.

6. La relève des compteurs

6.1 La relève des compteurs

Au préalable, il est à noter que :

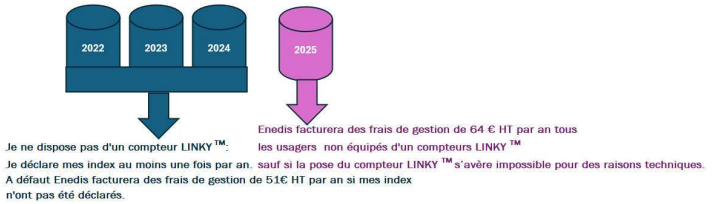
- Tous les fournisseurs d'électricité doivent facturer au moins une fois par an sur la base de l'énergie consommée.[25]
- Aucune consommation d'électricité antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou autorelevé ne peut être facturée, sauf en cas de défaut d'accès au compteur, d'absence de transmission par le consommateur d'un index relatif à sa consommation réelle, après un courrier adressé au client par le gestionnaire de réseau par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, ou de fraude.

La relève des compteurs, qui est une des missions du Concessionnaire, a vu sa portée profondément revue par le déploiement du compteur LINKY ™. Pour les usagers disposant d'un compteur communicant, il n'y a plus de relève physique. En effet, les index de consommation sont directement télérelevés (relève à distance).

En 2022, un peu plus de 95 % des usagers C5 actifs de la concession disposent d'un compteur LINKY ™ et voient leurs consommations télérelevées sans intervention d'un releveur à pied. Ce taux est en progression de deux points par rapport à l'exercice précédent.

Les autres usagers disposant de compteurs d'ancienne génération nécessitent encore une relève à pied. C'est ce qu'on appelle « la relève résiduelle ». Pour ces derniers, à la suite de l'achèvement du déploiement en masse des compteurs LINKY ™, le 31 décembre 2021, deux périodes successives vont se succéder :

- Une phase transitoire (2022-2024), durant laquelle seuls les usagers « muets » (c.-à-d. usagers non équipés de compteurs LINKY ™, n'ayant pas permis à Enedis l'accès à leur compteur et n'ayant pas mis à la disposition d'Enedis leurs index de consommation durant 12 mois) seront facturés d'un coût supplémentaire, à partir du mois suivant ce délai de 12 mois, tous les deux mois, jusqu'à l'installation d'un compteur évolué, d'un montant de 8,48 € tous les deux mois (Délibération de la CRE du 17 mars 2022 - valeur actualisée au 1er août 2022).
- À partir de 2025, une seconde phase dans laquelle l'ensemble des clients non équipés de LINKY ™ seront facturés du coût de la relève résiduelle sauf si la pose du compteur LINKY ™ s'avère impossible pour des raisons techniques.



La facturation des relèves pour les usagers « muets » devra faire l'objet d'un suivi lors du prochain exercice.

Dans le cadre de la mission de contrôle, la performance d'Enedis en matière de relève des compteurs se mesure au travers de plusieurs indicateurs. Ces indicateurs concernent l'ensemble des compteurs ou seulement les compteurs non communicants. Ils ne portent dans les deux cas que sur les seuls compteurs C5 (P ≤ à 36 kVa).

Les indicateurs portant sur l'ensemble des compteurs (communicants ou non) sont :

- **Le taux de compteur relevé semestriellement** (Nombre de compteurs ayant eu au moins un index relevé ou autorelevé au cours des six derniers mois / Nombre de compteurs à relever durant les six derniers mois) et
- **le taux d'absence du client lors des deux dernières relèves ou plus, sans autorelevé depuis 1 an,** dénommé plus simplement **taux de non-relève** (Nombre des compteurs non relevés 2 fois et plus en raison de l'absence du client et sans autorelève/ nombre de compteurs à relever durant l'année).

En 2022 :

- le taux de compteur relevé semestriellement est bon, il s'établit à 96,5 % en légère contraction progression par rapport à 2021 (96,9 %),

- le taux d'absence du client aux deux dernières relèves ou plus sans autorelevé depuis 1 an s'établit à 2,4 %. S'il est en forte progression par rapport à l'exercice précédent (1,2 %), il reste semblable aux taux relevés en 2018, 2019 et 2020 (respectivement 2,3 %, 2,1 % et 2,8 %).

Bien que ces dégradations semblent sur l'exercice de moindre portée, l'évolution de ces deux indicateurs sera à surveiller.

Pour ce qui concerne plus spécifiquement les indicateurs relatifs au parc des **compteurs non communicants**, au préalable on relèvera une forte baisse **du nombre de compteurs concernés (baisse entre – 41 % et- 44 %). Cette baisse impacte fortement les résultats et explique au principal les évolutions observées ci-dessous**.

On relève donc :
- une amélioration de plus de 32 points du taux d'index autorelevés semestriellement C5 qui atteint 45 %,
- une dégradation du taux d'index relevés ou autorelevés semestriellement qui atteint 55 % alors qu'il atteignait précédemment 76 %,
- une forte progression du taux d'absence au relevé 2 fois et plus sans autorelevé depuis 1 an qui passe 9,6 % à 32,9 %.

[25] Article L224-11 du Code de la consommation.

Le Concédant estime que la concession disposait au 31 décembre 2022 de 473 647 compteurs actifs, dont 467 444 compteurs actifs C5.

Enedis n'a pas fourni en 2022 comme les deux derniers exercices la requête permettant de confirmer cette conclusion et de ventiler les compteurs actifs en fonction de leur caractère communicant ou non ni fourni le nombre de compteurs inactifs.

Interrogé sur cet état de fait lors de l'exercice 2020, le Concessionnaire avait précisé : « *La production de ce fichier est conditionnée à l'inventaire en cours des branchements. Sa production sera possible lorsque cet inventaire aura été finalisé* ». Il a indiqué en audit que cette requête sera finalisée pour les données 2021, ce qui manifestement n'a pas été le cas.
Cette situation constitue un appauvrissement de la qualité des informations communiquées au Concédant : le Concédant sera attentif à la production de cette requête au titre de la prochaine mission de contrôle.

6.2 État du déploiement du compteur LINKY ™

En 2022, le nombre des compteurs LINKY ™ posés représentent un peu plus **95 %** du volume des compteurs actifs C5 à la maille de la concession. Cette proportion a évolué de **4 %** entre les deux exercices. **Le taux d'équipement atteint à la maille de la concession est supérieur depuis deux exercices au taux cible de 90 % à la maille nationale qu'Enedis devait atteindre en 2021**.

Pour rappel, l'année 2021 a été la dernière année de déploiement en masse des compteurs communicants et a ouvert d'une part une période de déploiement « diffus » caractérisée par un volume de pose plus réduit (environ 850 000 poses par an à la maille nationale) et d'autre part la réinternalisation de la pose des compteurs communicants par les équipes d'Enedis. Cette phase de déploiement diffus doit permettre le déploiement de compteurs Linky sur le reste du parc d'ici la fin 2024.

À la maille communale en 2022, **233 communes disposent d'un taux de compteurs Linky posés ≥ à 90 %**, **272 communes, d'un taux de compteurs Linky posés < à 90 % et ≥ à 80 % et 23 communes disposent d'un taux < à 80 % et ≥ à 64 %.**

99,5% du nombre de compteurs posés sont communicants.

Le niveau d'acceptabilité de la pose du compteur communicant reste important avec un taux de refus de 1.3 % en 2022. Ce taux se dégrade par rapport à celui constaté l'année précédente (0,02%). Cette dégradation s'explique d'une part par un nombre de compteurs posés dans l'année en forte baisse en 2022 (26 261 compteurs posés en 2022 versus 76 971 en 2021) et d'autre part, par l'augmentation du nombre de refus. Néanmoins, le nombre de refus reste inférieur à ceux constatés en 2019 et 2020. **L'évolution de cet indicateur devra donc être suivie sur le prochain exercice.**

6.3 Les indicateurs permettant de mesurer le bon fonctionnement de la chaine communicante du compteur LINKY ™

Le Concessionnaire fournit plusieurs indicateurs permettant de s'assurer de la bonne performance du système de comptage, c'est-à-dire de la capacité des compteurs Linky et du système d'information d'Enedis à collecter et à transmettre les données issues des compteurs Linky.

Il s'agit pour la plupart d'indicateurs incités ou suivis par la Commission de régulation de l'énergie à la maille nationale.

Les indicateurs fournis par Enedis dans le cadre du contrôle sont tous **des indicateurs mensuels moyennés** sur l'année et **sont majoritairement à la maille de la Direction Régionale Normandie**. Cet état de fait interdit de comparer les résultats obtenus aux différents échelons géographiques.

À fin 2022, selon la CRE, plus de 35,4 millions de points de connexion ont été équipés d'un compteur Linky dont près de la totalité étaient déclarés communicants dans le système d'information Ginko. Dans le cadre de la régulation incitative mise en place par cette autorité portant sur la performance du système de comptage, Enedis a supporté en 2022 une pénalité de 1 M€ due à sa contre-performance s'agissant :

- du taux de compteurs Linky sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois,
- et du taux de publication par Ginko des index réels mensuels.

À la maille de la **Direction Régionale Normandie,** on notera néanmoins que :

- Le taux annuel moyen de compteurs Linky dont on arrive à relever l'index tous les jours s'établit à **98,6 %** : ce taux est supérieur à l'indicateur mensuel fixé par la CRE (98 %). Cependant, il est impossible de déterminer si pour chaque mois l'indicateur mensuel a été respecté.
- Le taux annuel moyen de compteurs sans index télé-relevés depuis plus des deux derniers mois s'établit à **0,6 %** : ce taux est moins bon que l'indicateur mensuel fixé par la CRE (0,5%).
- Le taux annuel moyen de publication par Ginko des index réels mensuels s'établit à 99,3 %. Ce taux est supérieur à l'indicateur mensuel fixé par la CRE (99%). Cependant, il est impossible de déterminer si pour chaque mois l'indicateur mensuel a été respecté.

Le concédant sollicite une meilleure vision relative à la performance de la chaine communicante avec la communication d'indicateurs mensuels et à une maille plus fine (concession).

.

7. Les prestations réalisées par Enedis (hors raccordements)

Enedis est chargé de la distribution d'énergie et perçoit à ce titre des recettes d'acheminement (TURPE). Au surplus, il réalise un certain nombre des prestations annexes à titre exclusif : mise en service, raccordement, changement de fournisseurs…

Ces prestations, réalisées à la demande principalement des fournisseurs et des consommateurs finals, sont rassemblées dans un catalogue de prestations qui est public. Ce catalogue est publié par Enedis sur son site Internet.

Ces prestations sont regroupées en fonction de leur objet en 8 catégories : les mises en service et résiliations, les prestations liées à une modification contractuelle ou de comptage, les interventions pour impayé ou manquement contractuel, les prestations relatives au traitement et à la transmission des données de relève, la vérification d'appareils, les prestations liées à la qualité de fourniture, les raccordements et modifications de raccordements et les autres prestations.

La CRE fixe les tarifs de ces prestations. Ils évoluent au 1er août de chaque année comme les recettes d'acheminement.

En 2022, on dénombre **249 613** prestations réalisées sur le territoire de la concession par Enedis. **Le nombre de prestations réalisées en 2022 est en retrait d'un peu plus de 9 % par rapport à l'exercice antérieur**. Compte tenu du caractère atypique de l'exercice 2021 (année de forte reprise après la pandémie de la covid 19), cette baisse ne traduit pas un ralentissement de l'activité du Concessionnaire.

Les prestations réalisées les plus courantes sont les modifications de formule tarifaire d'acheminement et de puissances souscrites qui représentent 46 % du nombre de prestations réalisées en 2022, viennent ensuite les mises en service qui représentent un peu moins de 24 % des prestations réalisées puis les résiliations et les changements de fournisseurs. Cette répartition est similaire à celle du précédent exercice.

Les prestations réalisées par le Concessionnaire le sont dans des délais standards ou convenus avec les usagers. Jusqu'en 2021 Enedis communiquait par prestations et segment tarifaire C5 professionnel et résidentiel, le nombre de prestations réalisées dans ces délais. Le concédant pouvait ainsi calculer le taux de prestations réalisées dans ces délais.

En 2022, Enedis n'a pas communiqué ces données précisant sur ce point que : « Désormais, les requêtes mises à disposition par le national nous donnent directement le résultat des indicateurs et donc uniquement des taux ».

Cette modification constitue une dégradation de l'information du Concédant. Le Concédant demande que lui soit communiqué à nouveau le nombre de prestations réalisées dans les délais standards ou convenus par segment tarifaire C5 professionnel et résidentiel afin de pouvoir calculer les taux correspondants.

Dans les « autres prestations », on retrouve notamment les prestations pour impayés.

Les prestations pour impayés recouvrent les limitations de puissance, les rétablissements à la suite d'une coupure et les coupures d'alimentation.

En 2022, et pour le **deuxième exercice consécutif**, on note une forte hausse du nombre de prestations pour impayés. **14 264 prestations pour impayés ont été réalisées** (11 499 interventions pour impayés ont été réalisées en 2021). Le nombre de prestations pour impayés progresse de 24 % par rapport à l'exercice antérieur.
Si on exclut des prestations comptabilisées, **les rétablissements d'énergie pour ne conserver que les prestations de coupure et de réduction de puissance, cette hausse atteint 18 %.**

Il est observé une hausse de 63 % des réductions de puissance et concomitamment une contraction de 56 % des suspensions d'alimentation.

Cette dernière contraction est très certainement à rapprocher de la décision de quelques fournisseurs, et notamment d'EDF après la demande formulée en 2021 par le médiateur national de l'énergie, de ne plus procéder à des coupures d'électricité pour impayés et de procéder seulement à des réductions de la puissance.

L'augmentation locale du nombre de prestations pour impayés constatée à la maille de la concession est plus importante que celle constatée à la maille nationale par le Médiateur de l'énergie qui est de 10 % (Rapport d'activité 2022 p°18), toutes énergies confondues.

Ce résultat pourrait traduire une plus forte précarité énergétique sur notre territoire. Interrogé sur point, ENEDIS a indiqué : « Nous ne disposons pas d'éléments factuels pour infirmer / confirmer vos remarques relatives à une plus forte précarité énergétique sur le territoire de l'AODE que celle constatée à la maille nationale. »

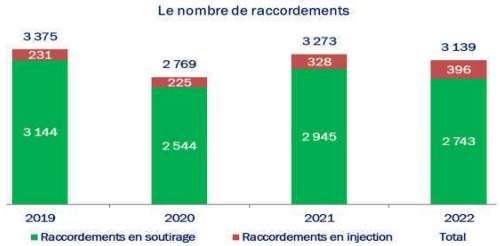
Comme indiqué dans le précédent rapport, la surveillance de cet indicateur doit très maintenue lors de la prochaine mission de contrôle.

8. Les raccordements

Le raccordement au réseau public de distribution d'électricité comprend la création **d'ouvrages de branchement**, **d'ouvrages d'extension** et le cas échéant le **renforcement des réseaux existants**.

Le nombre de raccordements réalisés s'établit en 2022, à **3 139** dont **2 743 raccordements en soutirage et 396 raccordements en injection.**

Dans l'ensemble, le nombre des raccordements se contracte de 4 % par rapport à l'exercice précédent.



Le nombre de raccordements en soutirage se contracte de **7 %** et le nombre de raccordements en injection progresse de **21 %** par rapport à ceux de 2021.

La baisse du nombre de raccordements par rapport au nombre de raccordements créés lors de l'exercice précédent est liée à l'évolution marquée du nombre de raccordements réalisés en 2021 à la suite de la reprise économique après la pandémie de la Covid 19.

Cependant, il faut revenir à 2017 (soit trois ans avant la pandémie) pour retrouver un nombre de raccordements équivalent. L'évolution de cet indicateur sera donc à surveiller à nouveau lors du prochain exercice.

Pour ce qui concerne, les délais de réalisation des raccordements, la mission de contrôle 2023 a permis une clarification des indicateurs communiqués par le Concessionnaire et a entrainé une correction des données antérieures.

Le Concessionnaire communique deux indicateurs :

- **le délai moyen de réalisation des travaux de raccordement**: c'est le délai moyen (en jours calendaires) qui s'écoule entre la date de réception de l'accord du demandeur et la date réelle de mise en exploitation du raccordement. **Il s'agit d'un indicateur suivi par la CRE.**
- **le délai moyen de réalisation des opérations de raccordement :** c'est le nombre moyen de jours calendaires entre la date l'accord du client sur le devis de et la date d'envoi de la facture par Enedis suite à la réalisation du raccordement (date de mise en exploitation de l'installation pour la catégorie. **Il s'agit d'un indicateur incité par la CRE à compter de l'entrée en vigueur du TURPE 6.**

À la maille de la concession, le délai moyen de réalisation des travaux de raccordements des installations ≤ à 36 kVA s'améliore.

Délai moyen de réalisation des travaux de raccordements (installations ≤ à 36 kVA)	2020 (Proforma)	2021	2022
Délai moyen - Maille concession sans adaptation de réseau	62 jours	**56 jours**	**54 jours**
Délai moyen - Maille concession avec adaptation de réseau	198 jours	**154 jours**	**152 jours**

Il en est de même pour les installations qui ressortent d'autres segments tarifaires à l'exception des segments BT > 36 kVA et HTA avec adaptation de réseau. Les évolutions constatées du délai moyen de réalisation des travaux de raccordements pour les autres segments tarifaires **sont à considérer avec**

précautions, le nombre d'opérations étant assez faible, les résultats peuvent donc être volatiles d'un exercice à l'autre.

Délai moyen de réalisation des travaux de raccordements	Autres segments	2020	2021	2022
Délai moyen de réalisation des travaux en soutirage sans adaptation de réseau	BT > 36 kVA		206	65
Délai moyen de réalisation des travaux en soutirage avec adaptation de réseau	Collectifs BT-HTA		230	229
	BT > 36 kVA		150	155
	HTA		225	234

A la maille de la concession, on note que le délai moyen de réalisation des opérations de raccordement sans adaptation de réseau est inférieur à l'objectif fixé par la CRE, ce qui plutôt satisfaisant.

Cependant, pour les raccordements avec adaptation de réseau, cet indicateur est en deçà d'un délai moyen observé à la maille nationale et de l'objectif fixé par la CRE : l'évolution de cet indicateur doit donc être mise sous surveillance.

Délai moyen de réalisation des opérations de raccordement (≤ à 36 kVA) sans adaptation de réseau	2020	2021	2022
Délai moyen - Maille concession			**59 jours**
Délai moyen - Objectif fixé par la CRE		74 jours	68 jours
Délai moyen observé à la maille nationale		84,9 jours	73,8 jours
Délai moyen de réalisation des opérations de raccordement (≤ à 36 kVA) avec adaptation de réseau	**2020**	**2021**	**2022**
Délai moyen - Maille concession			**167 jours**
Délai moyen - Objectif fixé par la CRE		150 jours	141 jours
Délai moyen observé à la maille nationale		162,8 jours	144,8 jours

9. Les indemnisations versées par Enedis

Plusieurs motifs peuvent expliquer le versement par Enedis aux usagers du réseau de distribution d'une indemnisation. Il peut s'agit ainsi :

- De pénalités versées pour la mise à disposition d'un raccordement non réalisée à la date convenue,
- Du mécanisme d'indemnisation pour coupures longues des usagers en soutirage,
- D'indemnisations des usagers liées à un dommage matériel et/ou moral du fait d'un défaut de qualité de l'électricité.

En cas de dépassement par Enedis de la date prévue de mise à disposition du raccordement convenue avec l'utilisateur, le demandeur peut bénéficier du versement d'une pénalité conformément aux mesures incitatives fixées par la CRE dans le cadre du TURPE 5 et 6. Les montants des pénalités sont les suivants :

- 50 € pour les raccordements BT ≤ 36 kVA,
- 150 € pour les raccordements BT > 36 kVA et collectifs en BT,
- 1 500 € pour les raccordements en HTA.

À nouveau, Enedis n'a pas communiqué le nombre de pénalités versées, pour la mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue, constatée sur le périmètre de la concession. Il est à noter, cependant, que le nombre de pénalités à la maille nationale reste limité : 40 pénalités ont été versées à la maille nationale en 2022.

Le TURPE 6 adopté par délibération de la CRE le 21 janvier 2021 a maintenu le mécanisme d'indemnisation pour coupures longues, des usagers en soutirage raccordés au réseau de distribution.

Au titre de ce mécanisme, Enedis doit verser automatiquement des indemnisations aux clients coupés pour une durée supérieure à 5 heures.

Cette indemnisation est versée pour toutes interruptions d'alimentation d'une durée supérieure à 5 heures, lorsqu'elles sont dues à une défaillance imputable au réseau public de distribution géré par Enedis, y compris lors d'évènements exceptionnels, dans la limite de 40 tranches consécutives de 5 heures. En cas de coupure de plus de 20% de l'ensemble des consommateurs finals alimentés, la pénalité n'est pas versée aux consommateurs coupés.

Le montant de l'indemnité varie en fonction des puissances souscrites pour les usagers. Elle est de 2 € HT par kVA de puissance souscrite par tranche de 5 heures de coupure pour les usagers BT disposant d'une puissance souscrite ≤ à 36 kVA, de 3,5 € HT/kVA de puissance souscrite pour les usagers BT disposant d'une puissance souscrite > à 36 kVA.

Pour les consommateurs raccordés en HTA, la pénalité est de 3,5 € HT/kW de puissance souscrite pondérée par tranche de 5 heures de coupure.

En nombre	2017	2018	2019	2020	2021	2022
C1	0	2	0	NC		
C2	4	6	3	NC	41	22
C3	25	34	20	NC		
C4	70	130	77	NC	154	71
C5	13 578	17 433	11 721	NC	18 463	13 192
Total	**13 677**	**17 605**	**11 821**	**20 328**	**18 658**	**13 285**
Évolution		**29%**	**-33%**	**72%**	**-8%**	**-29%**
Moyenne	**15 896**					

Le Concédant reste en l'attente de la production d'une requête **présentant les montants de pénalités** par niveau de tension versées aux consommateurs par tranche de 5 heures de coupure à la maille de la concession.

Enedis comptabilise en 2022, **13 285** pénalités versées aux usagers de la concession dont **99 %** ont été versées à des **usagers BT disposant d'une puissance souscrite ≤ à 36 kVA**. Le nombre d'indemnisations fluctue de manière importante d'une année à l'autre. En 2022, il se contracte de 29 % par rapport à l'exercice précédent et est inférieur au nombre moyen de pénalités versées depuis 2017. 70 % du nombre d'indemnisations concernent des indemnités pour des coupures de moins de 5 heures et 18 % des indemnités pour des coupures de plus 15 heures.

Cette dernière part, en progression de 8 % par rapport à l'exercice précédent, doit faire l'objet d'une surveillance particulière dans le cadre des prochains exercices.

Lorsqu'un usager subit un dommage matériel et/ou moral du fait d'un défaut de qualité de l'électricité, il est en droit de solliciter une indemnisation.

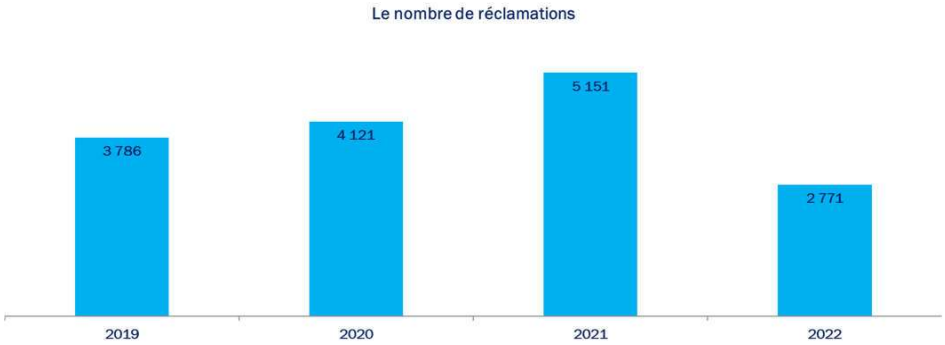
Le Concessionnaire communique chaque année dans le cadre de la mission de contrôle, le nombre de dossiers de sinistre qu'il a ouverts pour un sinistre ayant eu lieu dans l'année, le montant qu'il a versé au titre des indemnisations, le nombre d'usagers lésés ainsi que les causes des sinistres.

Le nombre de dossiers traités est de 151 en 2022 (141 en 2021). Le nombre d'usagers concernés par ces sinistres est de 171 (166 en 2021). Le montant global des indemnisations s'élève à 28 040 € en 2022 contre 35 547 € en 2021 (- 56%).

Rappelons qu'au vu des précisions apportées par le Concessionnaire concernant l'appréciation de ces évolutions, il n'y a pas de causalité pertinente entre le nombre de dossiers et le montant indemnisé. Le nombre de dossiers correspond au nombre de dossiers ouverts dont le sinistre a eu lieu au cours de

l'année N. Le temps de traitement pouvant parfois être long, un dossier peut être glissant sur plusieurs années. Un dossier est considéré comme "clos" 3 à 4 mois après l'indemnisation ou la notification du refus d'indemniser ; la responsabilité du gestionnaire de réseau n'étant pas engagée dans toutes les demandes d'indemnisations.

10. Les réclamations relatives à l'activité d'Enedis

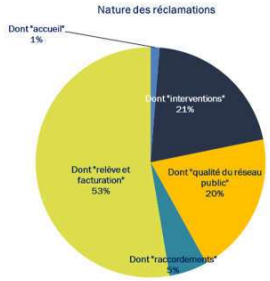


Les réclamations comptabilisées sont celles qui sont émises oralement, par écrit et saisies en ligne.

Le nombre de réclamations se contracte très fortement en 2022 après quatre exercices consécutifs d'augmentation. **En 2022, 2 771 réclamations ont été formulées, le nombre de réclamations diminue de 46% par rapport à l'exercice précédent.**

Selon Enedis cette baisse est principalement liée aux effets bénéfiques du compteur Linky ™ (les clients équipés des nouveaux compteurs communicants font sept fois moins de réclamations que les clients équipés de compteurs d'anciennes générations), ainsi qu'aux actions menées par Enedis destinées à améliorer la satisfaction de ses clients dans le cadre de son Projet industriel et humain et en particulier la réduction des délais de raccordement. »

Comme les exercices précédents, les réclamations portent au principal **sur la relève et la facturation (53%),** les interventions (21%) et la qualité de la distribution d'électricité (20%), ces 3 items représentant 93% des réclamations. 18 réclamations ont été traitées en instance d'appel.



Un peu moins de 99% des réclamations sont traitées sous 15 jours : ce taux progresse de 10 points par rapport à l'exercice précédent. Il est supérieur d'une part à l'objectif posé par la CRE dans le cadre de la régulation incitative (94%) et d'autre part au taux constaté à la maille nationale. La durée moyenne de traitement des réclamations se restreint fortement passant de 19 jours à 6 jours en 2022.

Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours	2019	2020	2021	2022
Maille concession	97%	93%	89%	98,8%
Objectif national CRE			93%	94%
Taux observé à la maille nationale			91,3%	97%

L'amélioration de ces indicateurs semble liée à la diminution du nombre de réclamations sur l'exercice.

Le TURPE 6 a introduit un nouvel indicateur de suivi de la qualité du traitement des réclamations.

Celui-ci mesure le « **taux de réclamations multiples filtré** ». Cet indicateur mesure la capacité d'Enedis à répondre de manière satisfaisante à la première réclamation reçue pour un point et un sujet donné.

En 2022, le résultat d'Enedis à la maille nationale a été de 12,1 % en augmentation par rapport à l'année 2021 (11,6 %) et au-dessus de l'objectif fixé par la CRE de 9,5%.

Il est à noter qu'à la maille de la Direction Régionale Normandie, ce taux est de **12,3 %** soit supérieur d'une part à l'objectif posé par la CRE dans le cadre de la régulation incitative et d'autre part au taux constaté à la maille nationale.

Le concédant attire l'attention d'Enedis sur ce résultat et l'encourage à mettre tout en œuvre pour répondre de manière satisfaisante aux réclamations reçues permettant ainsi de diminuer ce résultat, mais surtout de réduire le nombre total de réclamations reçues.

Durée moyenne de traitement des réclamations en jours	2019	2020	2021	2022
		9,5	19	6

La durée moyenne de traitement des réclamations décroit fortement passant de 19 jours à 6 jours en 2022. Cette évolution satisfaisante doit se confirmer lors des prochains exercices.

11. La facturation des usagers résidentiels d'EDF

Données générales- Usagers tarif Bleu résidentiel -Maille concession	2019	2020	2021	2022	Évolution 2021/2022
Taux de contrats prélevés	84%	84%	84%	84,4%	0,5%
Taux de contrats mensualisés	69%	69%	69,6%	69,6%	0%

Un peu plus de 84 % des usagers résidentiels sont des usagers utilisant le prélèvement automatique et 70 % sont mensualisés. Ces données sont stables depuis plusieurs exercices.

84 % de leurs factures ont été établies sur la base d'un index relevé par le distributeur dont 83 % ont été établies sur la base d'une téléopération sur compteur LINKY ™

Après s'être redressé en 2021, le nombre de factures rectificatives **baisse à nouveau comme en 2018,2019 et 2020 (-29 % soit 3 336)**. Le déploiement du compteur Linky qui limite les erreurs de relevé d'index, principale source des factures rectificatives est à l'origine de ce mouvement.

Comme l'exercice précédent, le nombre de lettres de relance et le nombre de dernières lettres de relance envoyées avant mise en demeure se contractent, mais dans une moindre mesure (respectivement 7 % et 8%).

Le nombre des 1res mises en service sur branchements neufs se contracte de 4 % tandis que le nombre de mises en service sur PDL actifs existants se contractent de 1 %.

Le nombre de résiliations se contracte de 20% pour atteindre 26 612 résiliations dont 99,9 % de ses résiliations sont du fait du client. Cette baisse est très certainement à rapprocher de la dégradation du contexte économique.

Depuis le 1er avril 2022, EDF a mis fin aux coupures pour impayés. Cette décision concerne tous les clients particuliers, sauf s'il existe une impossibilité physique ou technique de limiter la puissance de l'alimentation électrique du logement.

En 2022 donc aucune coupure n'a été mise en œuvre.
Interrogé sur les effets de cette décision, EDF a précisé : "La fin des coupures pour impayés au 1er avril 2022 a eu pour effet un transfert du nombre de coupures vers le nombre de réductions de puissance dans les mêmes proportions. Ainsi, si on additionne les réductions de puissances effectuées au cours de l'exercice 2021, soit 2 145, avec les coupures effectives réalisées par le gestionnaire de réseau en 2021, soit 816, on obtient un total de 2 961 en 2021. Ce nombre de 2 961 est tout à fait comparable au nombre de réductions de puissance observé en 2022, soit 2 942."

Le nombre de pénalités pour retard de paiement progresse de **13 %**.

Cet indicateur progresse depuis deux exercices consécutifs sans atteindre le niveau antérieur à la pandémie. Ces pénalités s'appliquent aux usagers au tarif bleu résidentiel non-protégés, elles sont d'un montant de 7.50€, elles sont exigibles à compter du jour suivant la date de règlement inscrite sur la facture jusqu'à la date de réception du paiement par la société EDF. **Cet indicateur devra faire l'objet d'une surveillance renforcée si cette progression se poursuit.**

Les usagers en situation d'impayés supportent désormais des réductions de puissance. Deux cas de réduction de puissance peuvent se produire :

- Durant la période de trêve hivernale : limitation à 3 kVA pour les usagers (hors usagers « protégés ») disposant d'une alimentation supérieure à 3 kVA et limitation à 2 kVA pour les usagers disposant d'une alimentation égale à 3 kVA ;
- Hors période de trêve hivernale, limitation à 1 kVA pour les usagers non présents lors du déplacement du gestionnaire de réseau.

En 2022, le nombre de clients en situation de réduction de puissance à fin d'année atteint 585 en progression de 48 % par rapport à l'exercice précédent. De même, le nombre de réductions de puissance effectuées sur l'exercice progresse de 37 %.

Selon le Concessionnaire, cette augmentation est principalement imputable d'une part :

- à la généralisation des compteurs communicants et à l'efficacité des télé-opérations, que celles-ci concernent des limitations à 2 ou 3 kVA en hiver pour les clients non aidés ou les limitations à 1 kVA le reste de l'année pour tous les clients. Plus de 95% des demandes de limitation sont finalisées alors que le taux de réalisation des limitations « à pied » ne dépassait pas 50% (à la suite de problèmes d'accessibilité du coupe-circuit par exemple).
- Par ailleurs, en 2022, la période au cours de laquelle les réductions à 1 kVA sont autorisées a débuté le 1er avril, contre le 1er juin en 2021 – soit deux mois supplémentaires pouvant impacter plus de clients en récidive d'impayés.

Interrogé sur le fait que dans le cadre d'une opération télé-opérée l'éligibilité du foyer en situation d'impayés au chèque via la remise d'un chèque ou d'une attestation devient impossible, EDF a indiqué qu'il : *« est exact que depuis qu'EDF met en œuvre le remplacement des coupures pour impayés par une réduction de puissance à 1 kVA de façon télé-opérée grâce aux compteurs Linky, il n'y a plus de déplacement de la part d'un technicien quand il s'agit d'un compteur Linky communicant, et donc il n'est plus possible de vérifier l'éligibilité du foyer au chèque énergie à ce moment-là.*

Cependant, la mise en œuvre de la réduction de puissance à 1 kVA laisse ainsi le temps au ménage de contacter le service client EDF pour lui faire part de sa difficulté à régler sa facture. Dans ce cas, le conseiller EDF effectue un Accompagnement énergie. ».

12. EDF et les réclamations écrites

Les réclamations écrites	2019	2020	2021	2022	Évolution 2021/2022	Part
Facturation	1 578	2 433	2 939	2 608	-11%	35%
Recouvrement	1 194	1 616	1 676	1 336	-20%	18%
Contrat, conseil et service	949	1 347	1 620	1 331	-18%	18%
Accueil	676	933	1 318	1 388	5%	18%
Relations avec le distributeur	107	309	493	480	-3%	6%
Relève	564	436	328	222	-32%	3%
Qualité de fourniture et réseau	231	240	176	154	-13%	2%
Nombre total de réclamations	5 299	7 314	8 550	**7 519**		
Progression en % du nombre de réclamations	12,8%	38%	16,9%	**-12,1%**		
Dont réclamations saisies en ligne	3 849	6 125	7 099	6 210		**83%**
Taux de réclamations produites en ligne	72,6%	83,7%	83,0%	82,6%		
Instances d'appel	242	342	286	239		
Taux de réclamations traitées en instance d'appel	4,5%	4,6%	3,3%	3,18%		
Nombre de réclamations traitées dans un délai de 30 jours	5 050	6 948	8 151	7 233		
Taux de réclamations traitées dans les 30 jours	95,3%	95%	95,3%	96,2%		
Délai moyen de réponse (en jours)	5,3	4,3	12,4	10,2		

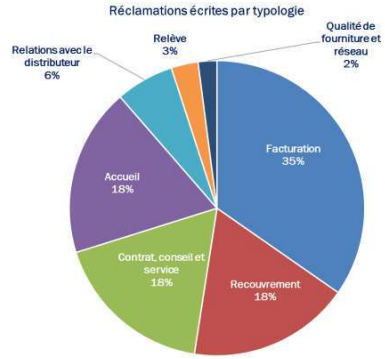
Il est comptabilisé **7 519 réclamations en 2022**, le nombre de réclamations se contracte de **12 %** par rapport à l'exercice précédent. **Cette diminution est la première diminution depuis 2015.**

Les réclamations concernent principalement comme les exercices précédents : la gestion de la facturation (35%), le recouvrement (18%), aux contrats des usagers au conseil et aux services (18%), et à l'accueil.

96 % des réclamations sont traitées dans un délai de 30 jours.

En 2022, 239 réclamations ont été portées en instance d'appel.

Le délai moyen de réponse (en jours) diminue de 2 jours : il passe de 12 jours à 10 jours. Il reste néanmoins très supérieur aux délais constatés en 2019 et 2020 (4 et 5 jours).



13. EDF et la solidarité

Fond de solidarité énergie (FSE) Département du Calvados	2019	2020	2021	2022	Évolution 2021/2022
Nombre de dossiers acceptés par le FSL pour une aide électricité - clients Tarif Bleu	898	639	649	**511**	**-21%**
Participation EDF au FSE en €	200 000	200 000	185 000	**185 000**	**0%**
Dont montant attribué aux actions curatives	190 000	174 000	169 000	**169 000**	**0%**
Dont montant attribué aux actions préventives	10 000	26 000	16 000	**16 000**	**0%**

Le FSE est un dispositif de financement pour venir en aide aux personnes ou familles se trouvant en difficulté pour le paiement de leurs factures d'énergie. Selon le niveau de revenu, les aides peuvent être entre 100 € et 400 € pour les dettes d'énergie.

Ce fonds est abondé notamment par EDF, mais aussi par le Syndicat.

Le montant de la participation d'EDF au FSE est de 185 000€, ce montant est invariant par rapport à l'exercice précédent.

Après une très légère reprise du nombre de dossiers acceptés dans le cadre de ce dispositif géré par le Conseil Départemental en 2021, en 2022, le nombre de dossiers d'aide acceptés baisse à nouveau. Cette baisse est continue depuis 2014 à l'exception de 2021.

14. EDF et le chèque énergie

Sur proposition du Médiateur de l'énergie, le chèque énergie a été mis en œuvre au 1er janvier 2018, emportant ainsi la suppression des tarifs sociaux d'accès à l'énergie. Titre spécial de paiement, le chèque énergie est destiné à couvrir les factures de tous types d'énergie et financer en partie certains travaux de rénovation énergétique.

Attribué à ses bénéficiaires par l'Agence de services et de paiement (ASP), sur la base d'un critère fiscal unique (revenu fiscal de référence), son montant annuel est compris entre 48 et 277 € selon le revenu et la taille du foyer. Les fournisseurs d'énergie, les gestionnaires des logements-foyers et les professionnels ayant facturé des travaux sont tenus d'accepter ce nouveau mode de règlement.

Aucune démarche particulière n'est à effectuer, le chèque énergie est envoyé automatiquement entre avril et juin de chaque année.

En revanche, si l'usager n'est pas imposable, il doit impérativement avoir renvoyé sa déclaration fiscale aux impôts pour être identifié et bénéficier du chèque énergie.

En 2022, le Concessionnaire EDF a réceptionné 21 710 chèques énergie et 288 attestations de droits complémentaires.

En outre, il a pris en compte un certain nombre de chèque énergie exceptionnel :
- 2 865 chèques de 100 € au titre du millésime 2021,
- 7 458 chèques de 100 € au titre du millésime 2022,
- 16 100 chèques de 200 € au titre du millésime 2022,

A fin décembre 2022, 55 % des chèques envoyés ont été utilisés pour régler une facture d'énergie auprès du fournisseur historique EDF (contre 45 % en 2021).

15. La satisfaction des usagers

Enedis et EDF mesurent la satisfaction des usagers en fonction de plusieurs indicateurs. Pour ce qui concerne Enedis, ces indicateurs sont les suivants, à la maille de la concession :

Taux de satisfaction des usagers	2020	2021	2022	Évolution
Taux de satisfaction particuliers	85,4%	89,7%	**92,4%**	2,7%
Taux de satisfaction professionnels ≤ 36 kVA	78,5%	87,2%	**89,6%**	2,4%
Taux de satisfaction des Entreprises > 36 kVA (C1-C4)	90,9%	83,0%	**93,1%**	10,1%

Taux de satisfaction pour les opérations de raccordement	2020	2021	2022	Évolution
Taux de satisfaction particuliers	91,1%	88,8%	**89,0%**	0,2%
Taux de satisfaction professionnels ≤ 36 kVA	91,5%	89,2%	**87,2%**	-2,0%
Taux de satisfaction des Entreprises > 36 kVA (C1-C4)	94,8%	90,4%	**92,9%**	2,5%

Les taux de satisfaction des usagers sont bons depuis plusieurs exercices. Ils progressent plus ou moins en 2022 **à l'exception du taux de satisfaction pour les opérations de raccordement des clients professionnels ≤ 36 kVA qui décroit depuis deux exercices : le Concédant attire l'attention d'Enedis sur cette situation et met cet indicateur sous surveillance**.

Pour ce qui concerne EDF, ces indicateurs sont les suivants, il est à noter que ces indicateurs sont à la maille nationale :

La satisfaction	2020	2021	2022	Évolution
Clients résidentiels	92%	91%	**91%**	0%
Clients non résidentiels	91%	90%	**91%**	1%
Clients Collectivités territoriales	92%	93%	**92%**	-1%
Clients Entreprises	90%	88%	**90%**	2%

Les taux de satisfaction des usagers sont bons néanmoins, on relève en 2022 une inflexion de 1 % des taux de satisfaction des collectivités territoriales.

16. Les données financières d'EDF relatives aux TRV

Les éléments ci-après correspondent à ceux communiqués par EDF dans le Compte rendu d'activité. Ces éléments sont définis par le décret n° 2016-496 du 21 avril 2016 relatif au compte rendu annuel d'activité des concessions d'électricité, prévu à l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales.

L'article D.2224-40 du CGCT, créé par ce même décret, stipule qu'au titre de la mission de fourniture :

- les produits à communiquer correspondent au chiffre d'affaires réalisé sur la concession,
- les charges à communiquer correspondent aux coûts commerciaux, établis, pour les clients de la concession, sur la base des coûts nationaux de l'exercice considéré correspondant à ceux communiqués par EDF à la CRE .

Montant des recettes du Concessionnaire en k€ à la maille de la concession	2019	2020	2021	2022	Évolution
Tarif bleu	185 393	192 382	188 675	229 209	21%
Tarif jaune	116	107	75	77	2%
Tarif vert	205	167	126	120	-5%
Somme	185 714	192 657	188 876	229 406	21%

En 2022, les recettes d'EDF à la maille de la concession progressent de 21 %

Les coûts commerciaux relatifs au tarif bleu se contractent de 8 % :

Coûts commerciaux - Tarif Bleu (en k€ d'euros HT)	2019	2020	2021	2022	Évolution
Tarif Bleu résidentiel	14 224	15 113	17 455	15 766	**-10%**
Tarif Bleu non résidentiel	3 624	3 552	2 302	2 425	**5%**
Total Tarif Bleu	17 848	18 664	19 757	18 191	**-8%**

Le Concédant s'interroge sur la **représentativité des coûts commerciaux** (charges) qui se révèlent être des données estimatives, établies par recours à des clés de répartition.

17. BILAN DE LA PARTIE USAGERS Enedis

POINTS FORTS

- La part de compteurs LINKY ™ sur le nombre de compteurs C5 (95 %)
- Les améliorations du délai moyen de réalisation des travaux de raccordement pour les installations de soutirage BT ≤ à 36 kVA avec et sans extension de réseau sur les deux derniers exercices.
- La forte contraction du nombre de réclamations en 2022, après quatre exercices consécutifs d'augmentation.
- La progression du taux de réclamations traitées dans les 15 jours (+10 points) et la forte diminution du délai moyen de réponse aux réclamations.
- Plusieurs taux de satisfaction s'améliorent.

POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER

Points à surveiller en 2023 :

- L'évolution des quantités d'énergie produites par les sites d'injection (par filière et par segment) à la suite d'une contraction de 11 % en 2021 et de 4 % en 2022,
- Les évolutions du taux de compteurs relevés semestriellement et du taux d'absence du client lors des deux dernières relèves ou plus, sans autorelevé depuis 1 an, à la suite de leurs légères dégradations en 2022.
- La mise en place de la relève facturée pour les usagers qui ne sont pas dotés d'un compteur LINKY ™.
- L'évolution du taux de refus du compteur LINKY ™ (redressement en 2022).
- Le rétablissement du nombre de prestations pour impayés, après une forte progression en 2021 et 2022.
- L'évolution du nombre de raccordements (en attente d'un retour à la situation antérieure à la crise sanitaire) depuis 2 exercices.

Points en attente en 2023 :

- La communication des indicateurs permettant de s'assurer de la bonne performance du système de comptage, c'est-à-dire de la capacité des compteurs LINKY ™ et du système d'information d'Enedis à collecter et à transmettre les données issues des compteurs LINKY ™ à la maille de la concession.
- L'amélioration du délai moyen de réalisation des opérations de raccordement (≤ à 36 kVA) avec adaptation de réseau pour le ramener a minima au délai moyen constaté à la maille nationale.
- La diminution de la part des coupures de plus de 15 heures dans le nombre de pénalités aux consommateurs par tranche de 5 heures à la suite de sa progression de 8 % en 2022.
- Le rétablissement du taux de satisfaction pour les opérations de raccordement (Taux de satisfaction professionnels ≤ 36 kVA) en baisse sur l'exercice.
- L'amélioration du taux de réclamations multiples filtré pour le ramener a minima au résultat national.

POINTS FAIBLES OU EN ATTENTE RÉCURRENTE

Le Concessionnaire n'a pas communiqué :

- Le nombre d'usagers, les puissances souscrites, le volume d'énergie acheminé et les recettes d'acheminement à la maille des communes préexistantes à la création des communes nouvelles par segment tarifaire notamment pour les communes mixtes au titre du régime FACE.
- Le nombre de compteurs inactifs et de la ventilation des compteurs actifs en fonction de leur caractère communicant ou non à la maille de la concession.
- Le nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue à la maille de la concession.
- Le montant des pénalités forfaitaires déclinées par niveau de tension versées aux consommateurs par tranche de 5 heures de coupure à la maille de la concession.
- Pour la première fois, le nombre de prestations réalisées dans les délais standards ou convenus par segments tarifaires C5 (professionnel et résidentiel).

18. BILAN DE LA PARTIE USAGERS EDF

POINTS FORTS

- La baisse du nombre de factures rectificatives après son redressement en 2021.
- La contraction du nombre de lettres de relance et du nombre de dernières lettres de relance envoyées avant mise en demeure.
- La part de résiliations des contrats à l'initiative du fournisseur qui reste faible.
- En 2022, aucune coupure pour impayés n'a été mise en œuvre.
- Le nombre de réclamations qui se contracte de 12 % par rapport à l'exercice précédent. Cette diminution est la première diminution depuis 2015.
- Le délai moyen de réponse aux réclamations (en jours) qui diminue.
- L'amélioration de plusieurs taux de satisfaction.

POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER

Points à surveiller en 2023 :

- L'évolution du nombre de pénalités pour retard de paiement qui progresse depuis deux exercices consécutifs.
- L'évolution à la hausse du nombre d'usagers bénéficiant de l'option TEMPO.
- La baisse récurrente du nombre de dossiers traités au titre du FSE (à l'exception de l'exercice 2021).
- L'évolution du taux de satisfaction des collectivités territoriales.

Point à améliorer en 2023 :

POINTS FAIBLES OU EN ATTENTE RÉCURRENTE

- Communication des données communales relatives aux usagers de la concession « secrétisées ».

II – LES TRAVAUX

Conformément aux dispositions de l'article 5 de l'annexe 1 du cahier des charges annexé à la convention en date du 29 juin 2018, le SDEC ÉNERGIE et Enedis se partagent la maîtrise d'ouvrage des travaux sur le réseau de distribution publique d'électricité. Le tableau ci-dessous présente de manière synthétique la répartition de la maîtrise d'ouvrage par nature de travaux :

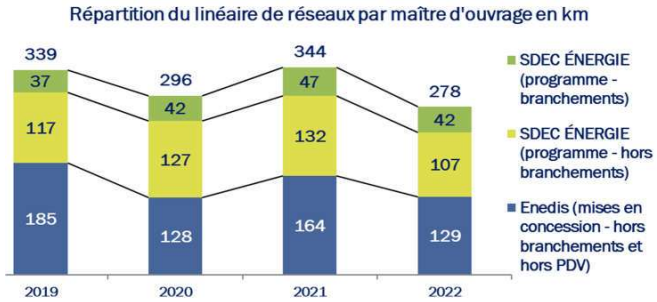
Typologie de travaux			Communes urbaines A	Communes urbaines B	Communes rurales C
Renforcement	HTA		Enedis[26]		
	BT		Enedis		SDEC ÉNERGIE
Sécurisation fils nus	HTA		Enedis		
	BT		Enedis		SDEC ÉNERGIE
Extension	HTA		Enedis		
	BT	Bâtiments Publics	Enedis	SDEC ÉNERGIE	
		Production/consommation bâtiments publics neufs ≤ 36 kVA	Enedis	SDEC ÉNERGIE	
		Production / consommation ≤ 6 kVA	Enedis		SDEC ÉNERGIE
		Autres	Enedis		SDEC ÉNERGIE
Extension et branchement pour les raccordements collectifs * construction publique			Enedis	Enedis SDEC ÉNERGIE*	SDEC ÉNERGIE
Effacement	HTA		Enedis		
	BT		SDEC ÉNERGIE		
Déplacement			Enedis		

Les linéaires de réseau mis en service se répartissent en fonction des types de travaux réalisés, qui sont schématiquement :

- **Les extensions** du réseau public d'électricité consistent à alimenter en électricité une nouvelle parcelle ou un bâtiment ;
- **Les renouvellements** sont formés des ouvrages créés en remplacement d'ouvrages existants devenus vétustes, incidentogènes, obsolètes, etc. ;
- **Les renforcements** consistent à réaliser des travaux pour remplacer des ouvrages de capacité insuffisante en fonction des usages du réseau et permettre une distribution d'électricité conforme aux normes (analyse probabiliste par un outil de calcul statistique du Concessionnaire) ;
- **Les effacements** de réseaux consistent à enfouir les lignes électriques (et d'éclairage public, de télécom) aériennes pour mettre en valeur le cadre de vie, le patrimoine bâti ou naturel et/ou sécuriser les réseaux des intempéries (zones boisées, etc.).

[26] Pour éviter les interventions des deux maîtres d'ouvrage sur une même opération, le SDEC ÉNERGIE peut, dans le cadre de sa maîtrise d'ouvrage sur le réseau BT intervenir par exception sur le réseau HTA, modifier et/ou reprendre des branchements existants et réaliser des branchements.

1. La répartition des travaux



Préalablement à l'analyse des données ci-dessus, il est nécessaire de mesurer avec précision leur périmètre :

- Pour ce qui concerne les linéaires de réseau déclarés par **le SDEC ÉNERGIE**, il s'agit des linéaires **dont la programmation** est décidée à l'année N, **la date de mise en service de l'ouvrage pourra intervenir dans le courant de l'année N ou les années suivantes**.
  Les linéaires programmés intègrent **les linéaires de branchement**.

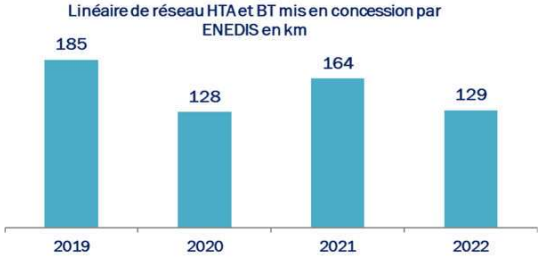
- Pour ce qui concerne les linéaires de réseau déclarés par **Enedis**, il s'agit des linéaires **inscrits à l'inventaire comptable** (ie mis en concession ou immobilisés) dans l'année N, quelle que soit l'année de leur mise en service.
  Ce linéaire ne tient pas compte des opérations de maintenance lourde sur le réseau HTA aérien (PDV).
  Les canalisations de branchement ne sont pas comptabilisées dans les linéaires immobilisés par le Concessionnaire. En effet, l'inventaire localisé des branchements comptabilise les liaisons réseau et les dérivations individuelles **en nombre et non en linéaire**.

Les deux maîtres d'ouvrage ont réalisé 278 km de travaux sur le territoire de la concession.

La longueur de réseau posé par les deux maîtres d'ouvrage est en diminution de 19% par rapport à 2021 (année de reprise après la pandémie), et **inférieure à celle observée pour l'année 2020** (année de la COVID 19). Elle est inférieure aux longueurs posées avant la pandémie (moyenne 2015/2019 de linéaire posé: 343 km).

Ces travaux sont imputables pour 53% à l'Autorité concédante et pour 47% au Concessionnaire : cette répartition, similaire à celle de 2021, est à pondérer au regard des précisions ci-dessus.

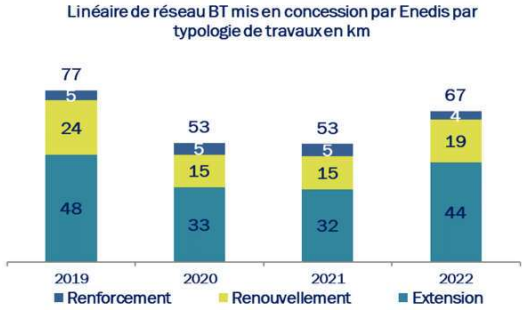
2. Les travaux mis en concession par Enedis



En 2022, Enedis a mis en concession **129 km** de réseau, dont **67 km de réseau BT** et **62 km de réseau HTA.**

Le linéaire mis en concession **a fortement diminué (-35 km, soit -21%)** par rapport à 2021. Le volume de réseau mis en concession est équivalent à celui observé lors de la pandémie en 2020.

L'évolution est contrastée selon le niveau de tension du réseau. La diminution du linéaire mis en concession est très marquée pour le réseau HTA (-44%) alors que le linéaire mis en concession pour le réseau BT augmente (-28%).

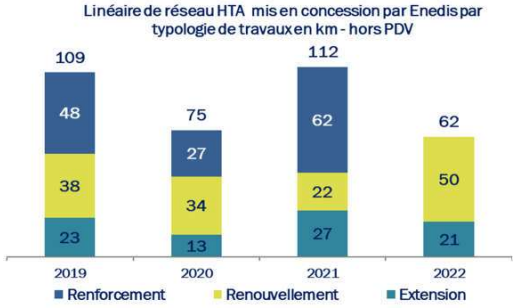


Pour ce qui concerne le réseau **BT, le linéaire mis en concession est supérieur à celui de 2020 et 2021**, pour les typologies de travaux extension et renouvellement, mais en diminution pour le renforcement.

Le linéaire de **câble HTA mis en concession en 2022 diminue de 44**%. Il est inférieur à celui observé en 2020.

80% du linéaire mis en concession concerne des travaux de renouvellement, en forte augmentation (50 km contre 22 km en 2021).

Il est à noter que le **linéaire mis en concession en renforcement HTA est négatif**, correspondant à des corrections comptables.

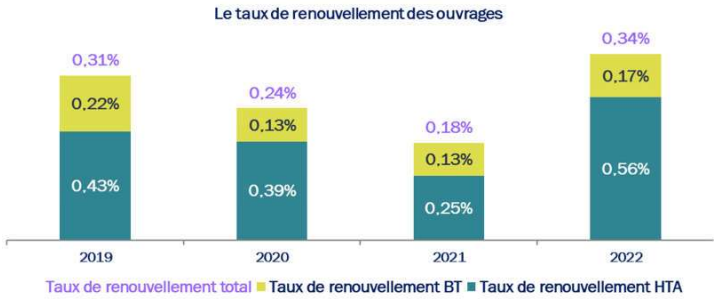


Sur l'ensemble des linéaires mis en concession, la proportion de réseau BT augmente par rapport à 2021 (52 % contre 32 %).

La proportion de réseau, HTA et BT, mis en concession en technique souterraine en 2022, après avoir diminué depuis 2018, **progresse (96 % contre 91 %) et retrouve la proportion de 2020.**

Après deux exercices de diminution, Enedis a vu son activité globale (HTA et BT) de renouvellement fortement augmenter en 2022 (86%). Les linéaires mis en concession en 2022 augmentent aussi par rapport à ceux mis en concession en 2021 pour la typologie de travaux extension (9 %) et diminuent pour la typologie renforcement (-107 %). Pour cette dernière catégorie, le linéaire négatif mis en concession en renforcement HTA (-8 km) n'est pas compensé par celui du réseau BT (4 km), ce qui explique cette diminution supérieure à 100 %.

3. Suivi du taux de renouvellement des ouvrages mis en concession par Enedis



Le taux de renouvellement est le ratio du linéaire mis en concession pour la typologie de travaux renouvellement sur le linéaire total. Il peut aussi être décliné par technologie (HTA ou BT).

Ce taux est de **0,34 %** en 2022, proportion la plus élevée depuis 2014.

Sur une chronique plus longue (depuis 2008), ce taux n'a jamais dépassé **0,39 %.**

Schématiquement, il faudrait atteindre un taux annuel de 2,5 % pour renouveler totalement les ouvrages en quatre décennies. Cet élément de comparaison est à interpréter avec précaution, le renouvellement d'un ouvrage étant réalisé en lien avec son manque de fiabilité et non au travers du dépassement de sa durée d'amortissement.

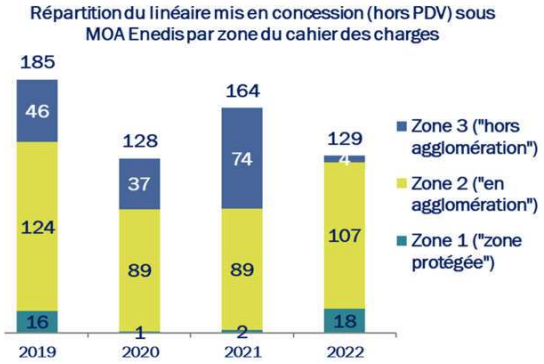
Le taux de renouvellement du réseau BT, comme du réseau HTA, augmente entre 2021 et 2022, respectivement de 0,13% à 0,17% et de 0,25% à 0,56%.

Par ailleurs, nous souhaitons rappeler que :

- Tous les travaux de remplacement de réseau existant par du réseau **neuf concourent au renouvellement** de celui-ci, **quelle que soit la finalité principale ou la typologie de travaux affichée**.
- Les travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage du Concédant **concourent également** au renouvellement du réseau.
- Par ailleurs, le Concessionnaire réalise également des travaux de **Prolongation de Durée de Vie** (PDV) et de Rénovation, ces travaux concourent au renouvellement partiel des lignes électriques HTA aériennes.

4. Localisation des travaux mis en concession par Enedis

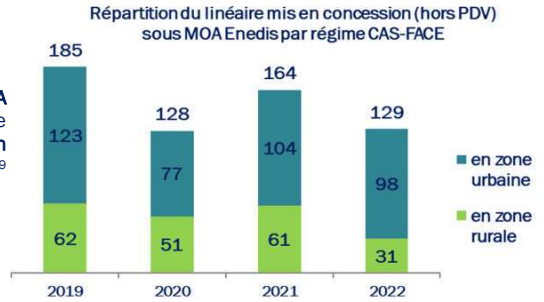
83% du linéaire de réseau HTA et BT mis en concession par Enedis en 2021 l'a été en zone 2 dite « en agglomération ».



La convention de concession crée trois zones distinctes :

- la zone dite protégée[27],
- la zone en agglomération[28]
- et la zone hors agglomération.

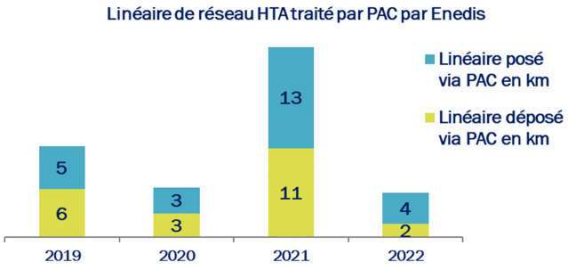
Dans ces zones, les maîtres d'ouvrage ont l'obligation de privilégier la réalisation de travaux souterrains selon des pourcentages fixés par le contrat (voir ci-après : 13. Les travaux et l'environnement).



Les deux tiers du linéaire de réseau HTA et BT mis en concession par le Concessionnaire en 2022 l'ont été **en zone urbaine** au titre du CAS-Facé[29] (76% contre 63% en 2021).

[27] La zone protégée intègre le périmètre de visibilité des monuments historiques et le périmètre de zones naturelles protégées.
[28] La zone agglomérée est définie par la position des panneaux d'entrée et de sortie d'agglomération prévus par le Code de la route.
[29] Seules les communes de moins de 2 000 habitants ne faisant pas partie d'une unité urbaine dont la population totale est supérieure à 5 000 habitants sont éligibles au CAS Facé. Cependant, des dérogations peuvent être accordées par les préfets, à la demande d'une Autorité concédante.

5. Les travaux sur le réseau HTA aérien sensible aux aléas climatiques



Enedis a mis en œuvre un **Plan Aléas Climatiques (PAC n°1)** à partir de 2005 au niveau national. Ce plan consiste à sécuriser **les lignes HTA aériennes principales** à risque climatique avéré afin de diminuer la sensibilité du réseau aux intempéries.

En Normandie, la politique PAC a démarré fin 2011. Enedis indique avoir dépensé **793 k€** (CAPEX[30]) en 2022 pour des travaux relatifs au Plan Aléas Climatiques, **déposé près de 4 km et posé près de 2 km de réseau HTA**.

6. La prolongation de la durée de vie (PDV) ou rénovation des lignes HTA aériennes

La politique de fiabilité du réseau HTA aérien d'Enedis comporte 3 types d'actions :

- L'entretien des portions aériennes pérennes dont les caractéristiques sont satisfaisantes,
- Le remplacement complet de la ligne (renouvellement),
- La prolongation de durée de vie (PDV), appelée également "rénovation".

Enedis réalise des opérations de PDV depuis 2013. Ce dispositif consiste à rénover les réseaux HTA aériens en remplaçant certains matériels dégradés de la ligne (renouvellement partiel) plutôt que de la renouveler dans son intégralité.

En matière de gestion comptable, cette opération **correspond à un renouvellement partiel d'ouvrages** et se traduit donc sur le plan comptable par trois opérations :

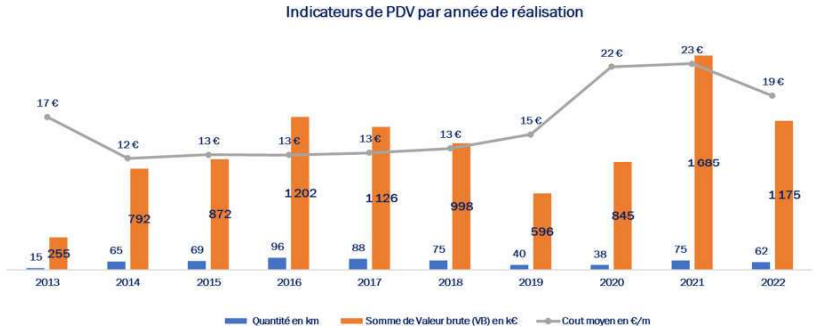
- L'identification du linéaire traité en PDV et le transfert des valeurs comptables des linéaires non traités vers les autres numéros d'immobilisation,
- Le retrait partiel des actifs traités,
- La mise en immobilisation des dépenses du chantier de PDV.

Les travaux de PDV entrainent une prolongation de la durée de vie des ouvrages traités de 15 ans. Si la durée de vie prolongée de ces ouvrages ne dépasse pas la date de fin de la convention de concession (19 juin 2048), les passifs des ouvrages retirés sont réaffectés en financement du Concédant. Dans le cas contraire, les provisions pour renouvellement sont portées aux résultats de la concession, en application des dispositions de l'article L322-5 du Code de l'Énergie[31].

Le Concessionnaire refuse toujours de communication des études techniques qui ont permis l'allongement de la durée de vie des ouvrages de 15 ans et fondé la pratique de la PDV-rénovation. Le Concédant souhaite savoir comment Enedis justifie que « les coûts engagés sont considérés comme des

[30] Pour « capital expenditure » correspond au total des dépenses d'investissement.
[31] Article L322-5 du Code de l'Énergie : « Nonobstant les éventuelles clauses contraires des contrats de concession, les entreprises Concessionnaires de la distribution publique d'électricité ne sont tenues, au cours et à l'issue des contrats, vis-à-vis de l'autorité Concédante, à aucune obligation financière liée aux provisions pour renouvellement des ouvrages dont l'échéance de renouvellement est postérieure au terme normal du contrat de concession en cours. »

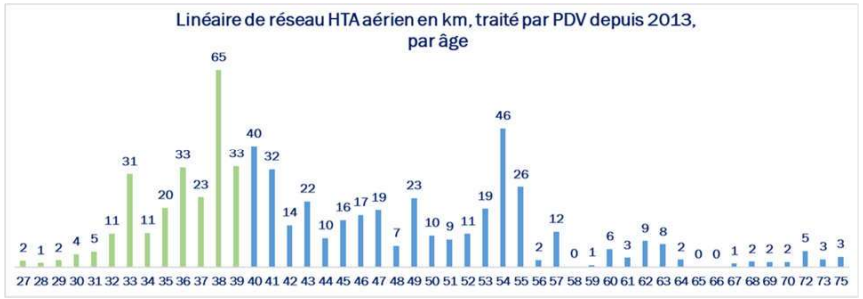
dépenses ultérieures à la création de l'ouvrage, conduisant à prolonger la durée d'utilisation de l'ensemble au-delà de leur durée de vie actuelle de 40 ans ».



Focus PDV	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Longueur traitée en km	15	65	69	96	88	75	40	38	75	62	**623**
Coût des chantiers PDV en k€	255	792	872	1 202	1 126	998	596	845	1 685	1 175	**9 545**
Coût unitaire moyen €/m	16,7	12,2	12,6	12,6	12,8	13,3	14,8	22,2	22,5	19,0	**15,3**

Au terme de l'exercice, on relève que :

- **623 km** de linéaires de réseau HTA aériens ont fait l'objet **d'opérations de PDV** sur la chronique 2013/2022, dont **62 km en 2022** (en baisse de 18% par rapport à 2021, niveau équivalent à celui de 2014).
- Sont concernés des réseaux âgés de **27 à 75 ans.**
- L'âge moyen du linéaire HTA traité par PDV (immobilisé) est d'environ **44 ans**.[32].



- Le montant total de travaux immobilisés est de **9 545 k€,**
- Le coût unitaire moyen des opérations de PDV sur la chronique 2013-2021 est de **15 €/m.**
- **Le coût unitaire moyen annuel est élevé depuis 2020** par rapport aux exercices précédents.

Pour le Concédant, cette augmentation du coût unitaire est très certainement la conséquence de la mise en place progressive du programme de « **rénovation programmée** ». La mention de ce nouveau programme est apparue pour la première fois dans le CRAC 2021.

[32] L'âge des réseaux traités en PDV varie de 27 à 75 ans, induisant des durées d'utilisation des câbles atteignant 90 ans. Au vu des risques sur ce type d'ouvrages, le suivi technique des retours d'expérience sur les linéaires traités doit être très structuré et établi dans la durée.
Quelques anomalies ont été constatées par le Concédant parmi les données communiquées : des tronçons compris dans la zone PDV qui n'auraient pas dû l'être, car leur âge est inférieur à 25 ans, tronçons indiqués avec une année de construction très postérieure à leur année de travaux PDV. Le Concessionnaire a précisé avoir effectué des corrections lors de la mission de contrôle précédente et actuelle.

Ce programme se différencie du programme de PDV notamment en ce qu'il entraine le remplacement d'un nombre plus important de composants des lignes HTA aériennes. Elle pourrait en outre entrainer l'allongement de la durée de vie des ouvrages de 25 ans.

Enedis a transmis au Concédant une présentation de ce nouveau programme. **Le Concédant attend des réponses à plusieurs questions**, restées sans réponse depuis la mission de contrôle 2021 (questions relatives aux règles de mises en œuvre (calcul du taux de retrait…), justification de l'allongement de la durée de vie des ouvrages…).

Lors de la présente mission de contrôle, le Concessionnaire a précisé que la Rénovation Programmée (RP) viendra se substituer à la PDV à partir de l'exercice 2023.

Au titre du contrôle de l'exercice comptable 2021 (mission de contrôle 2022), l'Autorité concédante a souhaité **contrôler les différents mouvements comptables liés à la réalisation d'une opération de PDV**. Les conclusions de ce contrôle par échantillonnage sont les suivantes :

- **Le Concessionnaire a refusé de communiquer plusieurs documents** : les diagnostics techniques permettant de calculer le taux de retrait par FIES (fiche d'immobilisation), les FIES des immobilisations transférées et de leur n° d'immobilisation, la méthodologie de calcul du taux de retrait. **Ce refus de communication interdit au Concédant de contrôler efficacement les différents mouvements comptables liés à la réalisation des opérations de PDV.**

- Compte tenu de l'absence de production des FIES des immobilisations transférées et de leur n° d'immobilisation, il est **impossible de vérifier l'exact transfert des valeurs comptables sur les tronçons non traités par les opérations de PDV**.

- Compte tenu de l'absence de production des diagnostics techniques, il est donc **impossible de vérifier l'exactitude des taux de retrait sur les différentes valeurs comptables des ouvrages affectés par les opérations de PDV**.

- Au vu des taux de retrait recalculés, a posteriori, sur la base de plusieurs inventaires et des mouvements comptables communiqués par Enedis, **le Concédant a pu vérifier l'exact transfert des passifs retirés sur les ouvrages traités en financement du Concédant**.

- Le transfert des provisions pour renouvellement en financement du Concédant est possible dans ce cas, car l'allongement de la durée de vie comptable des ouvrages (15 ans) n'a pas pour effet d'en faire des ouvrages non renouvelables au titre du présent contrat (millésime de l'opération de PDV : 2021 + 15 ans = 2036, date de fin de contrat SDEC ÉNERGIE : 19/06/2048).
  Cette situation est temporaire : les opérations de PDV vont être remplacées dans un futur proche par les opérations dites de rénovations programmées. Ces opérations entraineront des taux de retrait plus importants et un prolongement de la durée de vie des ouvrages de 25 ans. **À compter de 2023** (2023 + 25 ans = 2048), **les ouvrages traités deviendront des ouvrages non renouvelables et donc les provisions pour renouvellement rattachées à ces ouvrages seront reprises aux résultats d'Enedis**.

Au terme de la mission de contrôle 2023 (données 2022), le concédant attend la communication des diagnostics techniques permettant de calculer par immobilisation le taux de retrait, des fiches d'immobilisation des immobilisations transférées et de leur n° d'immobilisation ainsi que la méthodologie de calcul du taux de retrait (point en attente).

7. Focus sur la fiabilisation des tronçons traités en PDV

Le Concessionnaire assure un suivi des incidents sur les tronçons fiabilisés au fil de l'eau. **Les effets de la PDV sur la fiabilité des ouvrages** ont fait l'objet d'une communication au Concédant jusqu'aux données 2020. **Certaines de ces données ont été communiquées pour l'année 2022**. Ainsi, les taux de coupures longues pour « défaillance matériel » après travaux de PDV ont été transmis, sans que l'actualisation concerne le nombre de ces coupures longues comptabilisées après travaux de PDV.

Pour mémoire, les analyses menées par le Concessionnaire indiquent une amélioration du taux de coupures longues après la réalisation des travaux de PDV sur le réseau fiabilisé. Ainsi, le Concessionnaire a constaté, **sur la période 2017-2020, une diminution globale de 22% du taux d'incident** de l'ensemble du réseau aérien traité en PDV en prenant en considération les incidents toutes causes confondues **et une suppression des coupures longues pour cause d'usure.**
Sur la période 2017-2022, le Concessionnaire observe une diminution globale **d'environ 60% du taux d'incident ayant pour cause les défaillances de matériel**[33].

Les analyses du Concessionnaire :

- Ont porté sur des opérations de PDV réalisées depuis 2015 et prenaient en considération les coupures constatées antérieurement à la réalisation de l'opération de PDV sur une chronique de 5 ans.
- Ont comparé un nombre de coupures longues après travaux de PDV sur des périodes de 6 mois (programme 2020 pour les chroniques étudiées jusqu'en 2020, programme 2022 pour la chronique 2015-2022) à 5,5 ans (programme 2015 pour les chroniques étudiées jusqu'en 2020) ou 7,5 ans (programme 2015 pour la chronique 2015-2022) selon les tronçons.

Le Concédant considère que les périodes utilisées ne sont pas toutes représentatives et que la comparaison sera plus fiable sur un historique de 5 ans sur chaque tronçon fiabilisé, avant, comme après travaux. Il est donc pertinent d'inclure les résultats des programmes de PDV depuis 2015 dans les calculs.

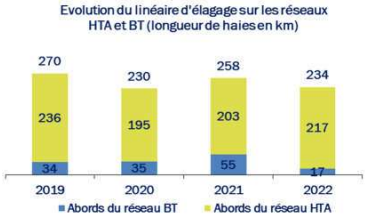
8. Les travaux d'élagage

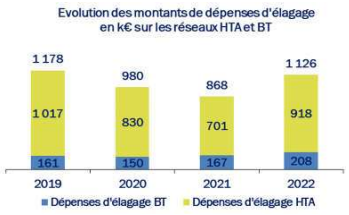
En 2022, Enedis a élagué **234 km** de haies. Ce linéaire est en diminution de 9 % par rapport à l'année précédente. Le budget consacré à l'élagage (**1 126 k€**) progresse quant à lui de 30 %.

Le Concédant constate que le linéaire de haies élaguées aux abords des réseaux HTA poursuit sa croissance (+7 % par rapport à 2021), et le budget est supérieur de 30 % (918 k€ contre 701 k€).

Le linéaire de haies élaguées aux abords des réseaux BT a fortement diminué par rapport à 2021 (-69 %). Avec celui de 2020, c'est le plus faible linéaire observé depuis 2014.

Le Concessionnaire concentre ses actions sur l'élagage des lignes HTA qui représente 93 % des haies élaguées et 82 % des dépenses d'élagage.



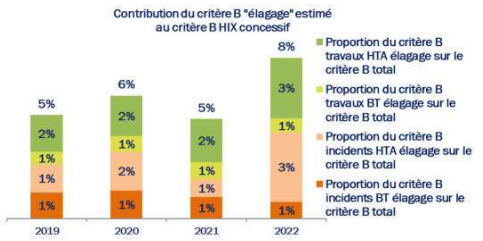


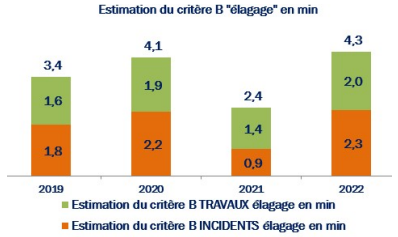
[33] Conducteurs déréglés, Défaillance de matériel : autre défaillance, Défaut de conception, Défaut de montage / tirage, Dépassement de capacités électriques, Mise en sécurité et Usure naturelle.

Le Concessionnaire précise qu'il effectue par hélicoptère une vérification des réseaux HTA aériens pour évaluer les besoins d'élagage, par cycle de 3 ans en moyenne. Il utilise le nombre de coupures longues ayant pour causes "Abattage insuffisant" ou "Élagage insuffisant" pour compléter le programme de surveillance des lignes HTA aériennes. En fonction de la qualité de fourniture, l'élagage d'un départ peut être avancé ou reporté d'une année.

Pour le réseau BT, le Concessionnaire intervient sur dépannage ou réclamation pour réaliser des actions d'élagage à proximité des postes HTA/BT. L'objectif prioritaire d'Enedis étant de garantir la sécurité du réseau.

Si **le SDEC ÉNERGIE approuve le programme d'élagage pour le réseau HTA**, il souhaite par ailleurs en être destinataire, ce que refuse toujours le Concessionnaire. En revanche, le SDEC ÉNERGIE **déplore l'absence de programme concernant le réseau BT**.





Le Concédant estime la part du critère B due à l'élagage (travaux et incidents) sur les réseaux HTA et BT à 4,3 minutes en 2022 (contre 2,4 minutes en 2021, soit +81 %). Il représente **8 % du critère B total hors incidents exceptionnels** (critère B HIX), contre 5 % en 2021.

9. Le contrôle des programmes annuels

La convention de concession conclue le 29 juin 2018 comprend un **Schéma Directeur des Investissements (SDI)** sur le réseau de distribution d'électricité sur la durée du contrat (30 ans).

Pour être au plus près des besoins et de la réalité du terrain, le SDI est décliné en **Programmes Pluriannuels d'Investissements (PPI)** de 4 ans, puis en **Programmes Annuels de travaux (PA)**.

Le **1er PPI** couvre la période du **1er janvier 2019 au 31 décembre 2022** et fixe un montant d'investissements de **73 millions d'euros,** dont **38 M€** investis par **Enedis** et le **35 M€** par le **SDEC ÉNERGIE**.

Le **contrôle des PA** mené dans le cadre des missions de contrôle a pour **objet de contrôler la traçabilité des linéaires déclarés** dans les différents fichiers communiqués.

Les quantités d'ouvrages réalisées sont contrôlées **en priorité,** car c'est sur la base de celles-ci que le mécanisme du séquestre prévu au contrat (4e A article 11 du cahier des charges annexé à la convention de concession conclue le 29 juin 2018) pourrait être éventuellement mis en œuvre **si nous constatons que les volumes déclarés par le Concessionnaire n'ont pas été réalisés au terme du PPI 2019/2022**.

Au titre du PA 2022, le Concessionnaire a été interrogé sur la bonne cohérence entre les finalités de chantiers du PPI 2019/2022 et les objectifs investissements pour **4 chantiers**.

Enedis a précisé la genèse de ces opérations, les techniques mises en œuvre et les gains espérés.

L'évaluation des gains espérés n'est pas réalisée par affaire par le Concessionnaire. Elle pourra être réalisée lors de missions de contrôle ultérieures, après un laps de temps suffisant pour mesurer les effets des travaux réalisés.

Au titre du contrôle du PA 2022, les résultats sont les suivants :

- Les quantités de pose et de dépose indiquées au PA ont été retrouvées à l'inventaire pour 3 dossiers sur 4,
- Pour 1 dossier sur les 4, les quantités de pose indiquées au PA n'ont pas été retrouvées à l'inventaire.

Les résultats du contrôle 2023 de traçabilité des linéaires réalisés au titre du PA 2022 seront donc à consolider avec la production de l'inventaire 2023.

10. Les taux de réalisation du PPI 2019/2022

Finalités du PPI 2019/2022	Unités	Objectifs (quantité)	Quantités réalisées à fin 2022	Taux de réalisation à fin 2022
1- Modernisation - HTA souterrain	km	44	43,8	99,5%
2- Modernisation - HTA aérien	km	44	143,5	326%
3- Climatique HTA aérien - Réseau à risque avéré	km	10	16,1	161%
4- Modernisation - PDV HTA aérienne	km	320	216,6	68%
5- Modernisation – Automatisation	Nombre	112	112	100%
6- Renforcement - Levée de contraintes réseau HTA (U)	Nb. de départs	4	11	275%
7- Renforcement - Levée de contraintes réseau HTA	Nb. de départs	7	8	114%
8- Modernisation continuité d'alimentation	Pas d'objectif quantitatif			
9- Climatique - risque inondation	Nb. de postes	20	25	125%
10- Climatique - risque inondation	Nb. de postes	24	26	108%
11- Matériels HTA/BT pollués au PCB	Nb. de transfos	160	167	104%
12- Modernisation - BT aérien	km	13,5	27,6	204%
13- Renforcement - Levée de contraintes réseau BT	km	10	15,3	153%

Le Concédant a mesuré **l'état d'avancement du PPI 2019-2022 à fin 2022** et interrogé le Concessionnaire sur les résultats définitifs. Certaines quantités n'ont pas été communiquées : elles concernent la finalité 8- Modernisation et continuité d'alimentation. **Le taux de réalisation du PPI 2019/2022 pour cette finalité ne peut être calculé.**

L'établissement du bilan provisoire du 1er PPI 2019-2022, ainsi que la mise à jour du diagnostic technique afin d'établir le 2d PPI qui interviendra sur la période 2023/2026, a fait l'objet de réunions de négociations tout au long de l'année 2022 et du 1er trimestre de l'année 2023 pour le bilan définitif du 1er PPI.

Le bilan provisoire a été présenté au comité syndical le 22/12/2022. Le projet de bilan définitif a été communiqué au Concessionnaire le 20/09/2023. Ce dernier a apporté des commentaires le 27/09/2023. Le bilan définitif a ensuite été présenté au comité syndical le 12/10/2023.

Le rapport complet de l'Autorité concédante relatif au bilan définitif du Programme Pluriannuel d'Investissements 2019/2022 - Investissements du Concessionnaire ENEDIS est accessible sur le site Internet du Syndicat sous : https://www.sdec-energie.fr/sites/sdec.createurdimage.fr/files/2022-10-01-bilan_definitif_ppi_2019-2022.pdf

Les conclusions générales de ce rapport sont les suivantes :

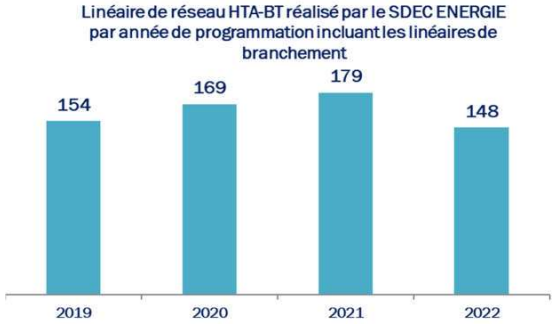
1. **Le Concessionnaire a atteint ou dépassé ses objectifs quantitatifs fixés au PPI 2019/2022, sauf en ce qui concerne la finalité n°4 « Lignes aériennes HTA rénovées (PDV) ».** Il est proposé, sur ce point, de ne pas mettre en œuvre la procédure de séquestre (travaux non réalisés 103 km) compte tenu d'une part, des observations présentées par le Concessionnaire et d'autre part du fait que le PPI 2023/2026 fixe un objectif de 275 km de réseau à traiter soit un objectif en progression de 59 km par rapport aux 217 km traités dans le cadre du PPI 2019/2022.
2. **Le Concessionnaire a dépassé les objectifs quantitatifs établis pour les ZQP**.
3. **Plusieurs indicateurs relatifs à la qualité de la distribution de l'électricité se sont améliorés** et les travaux du Concessionnaire ont concouru par définition à cette amélioration sans que cette contribution puisse être finement appréciée, de nombreux autres évènements pouvant expliquer ces variations.
4. **Quelques autres indicateurs de qualité se sont dégradés.** Le Concédant souligne que le critère B à la maille des zones Émeraude présente des écarts trop importants selon les zones et plus particulièrement entre la zone la moins dense et la zone plus dense.

5. **Les résultats du contrôle par échantillonnage réalisé par le Concédant sont satisfaisants**, même si quelques questions perdurent.

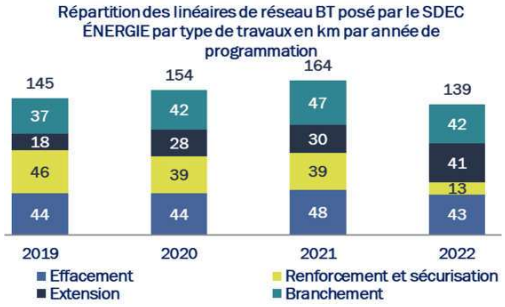
Le Concédant a également souhaité établir un point d'étape de l'avancement de l'ensemble des valeurs repères du SDI. **Les résultats obtenus sont présentés en fin de la partie "Qualité-Sécurité".**

11. Les travaux réalisés par le SDEC ÉNERGIE

Les linéaires déclarés ci-dessous correspondent à ceux de l'année de programmation budgétaire du SDEC ÉNERGIE.
Ces linéaires sont pour partie mis en service au titre de cette année, mais peuvent être mis en service au cours des années suivantes.
Ces linéaires comprennent les longueurs de canalisation de branchement réalisées à la différence de celles déclarées par le Concessionnaire.



Le SDEC ÉNERGIE a réalisé **148 km de linéaire de réseau BT et HTA** pour l'année de programmation budgétaire 2022.



Le SDEC ÉNERGIE a réalisé 139 km de réseau BT, y compris les branchements, soit un linéaire en diminution de **16% par rapport au programme de 2021.**

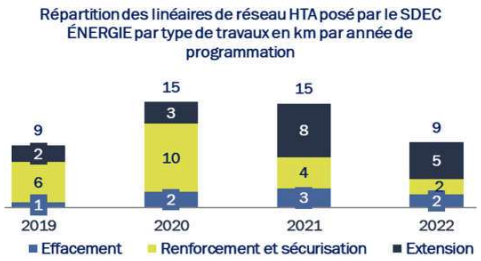
Le Syndicat a eu recours à la **technique souterraine pour 98%** du linéaire de ses travaux sur le réseau BT.

Les travaux réalisés par le Concédant sur le réseau BT sont essentiellement des travaux d'**effacements, de raccordements et de renforcements.**

Selon le contrat de concession, la maîtrise d'ouvrage sur la HTA revient principalement au Concessionnaire Enedis, **néanmoins, dans le cadre de ses activités, le SDEC ÉNERGIE peut être amené à intervenir sur ce type de réseau**.

Au titre de 2022, **le SDEC ÉNERGIE a posé 9 km de linéaire HTA, à 96 % en technique souterraine**.

Les travaux sur le réseau HTA menés par le SDEC ÉNERGIE sont, depuis 2020, principalement réalisés dans le cadre des extensions du réseau (56%).



Les travaux du Syndicat, pour le programme 2022, ont **contribué à renouveler 84 km de réseau HTA, BT et de branchements, dont 23 km de réseau BT aérien en fils nus**.

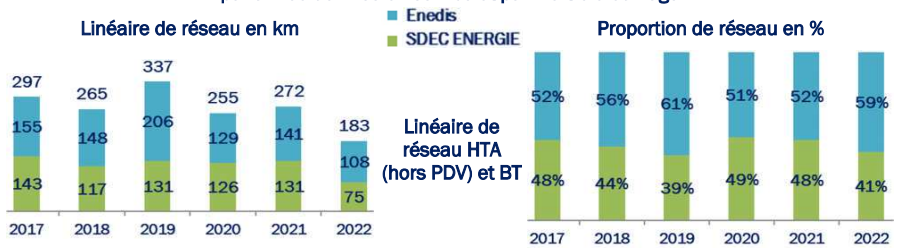
La répartition du linéaire de réseau HTA et BT, construit par le SDEC ÉNERGIE au titre du programme 2022, est **relativement équilibrée sur les 3 zones du cahier des charges** (article 8b du cahier des charges de concession et article 4 de l'annexe 1) : 32 % en zone 1 dite "zone protégée", 35 % en zone 2 dite "en agglomération" et 33 % en zone 3 dite "hors agglomération".

Le SDEC ÉNERGIE a construit 89% du linéaire de réseau HTA et BT en zone rurale au titre du CAS-FACE et 85% en comptabilisant aussi les branchements.

12. Le linéaire de réseau mis en concession par maître d'ouvrage

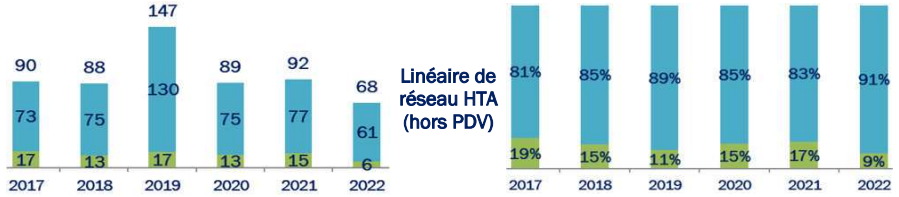
En complément des présentations précédentes, basées sur les mises en concession de l'année pour Enedis et sur l'année de programmation pour le SDEC ÉNERGIE, voici une présentation « comptable » des linéaires de réseau créé par Enedis et par le SDEC ÉNERGIE.
Il s'agit de comptabiliser, pour chaque maître d'ouvrage, le linéaire mis en concession (c'est-à-dire inscrit à l'inventaire) par année de mise en service, sans prendre en compte leur origine de financement et sans comptabiliser les linéaires de branchement, en l'absence d'inventaire « en linéaire » pour ces ouvrages.
Ces données sont issues de la compilation des ouvrages mis en concession sur la période 2017-2022 (fichiers 23xx). Il est à noter que les données de la dernière année de mise en service (dans le cas d'espèce 2022) sont toujours **très partielles à l'année de production de l'inventaire**. Les linéaires déclarés sont consolidés lors des exercices comptables suivants. **Les remarques ci-dessous ne concernent donc que l'année N-1 c'est-à-dire 2021.**
Il est à noter que **les linéaires déclarés pour le Concessionnaire ne font pas apparaitre les linéaires traités par des opérations de PDV,** ces canalisations ayant fait l'objet d'une maintenance lourde et non d'un renouvellement.

Linéaire de réseau mis en concession de 2017 à 2022,
par année de mise en service et par maître d'ouvrage



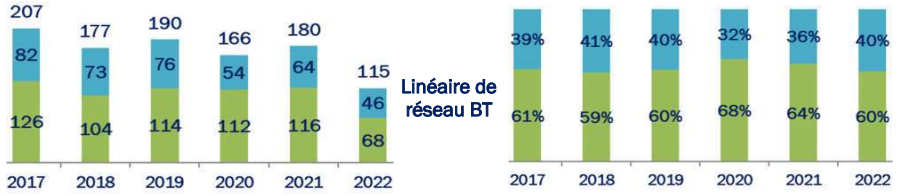
En 2021, le SDEC ÉNERGIE a mis en service **131 km de réseau**, tandis qu'ENEDIS en a mis en service **141 km**. Le linéaire mis en service est en augmentation par rapport à celui mis en service en 2020, pour chacun des deux maîtres : +5 km pour le SDEC ENERGIE et +12 km pour Enedis.

Enedis a mis en service **52% du linéaire de réseaux**, cette part est équivalente à celle observée pour le linéaire mis en service 2020.



En 2021, Enedis a mis en service **77 km de réseau HTA**, c'est-à-dire 83% des mises en service.

Il est à noter que les quantités de réseau HTA réalisées par le **SDEC ÉNERGIE sont très inférieures à celles prévues au cahier des charges** (valeur initiale de 100 km sur la chronique de mises en service 2018-2021)



En 2021, **180 km de réseau BT** ont été mis en service dont **116 km sous maîtrise d'ouvrage du SDEC ÉNERGIE. Ceci représente 64%** du linéaire global mis en service.

13. Les travaux et l'environnement

13.1 Les travaux souterrains

Pour améliorer l'insertion des ouvrages dans l'environnement, le cahier des charges de concession stipule **un taux de linéaire de travaux à réaliser en privilégiant la technique souterraine** en fonction du lieu des travaux. Trois zones ont été définies : autour de monuments ou de sites inscrits ou classés, en agglomération et hors agglomération. L'article 4 de l'annexe 1 du cahier des charges précise ces pourcentages.

Les différentes zones	Leur objet	Part de technique souterraine ou discrète
Zone 1	Autour de monuments ou de sites inscrits ou classés	**100%**
Zone 2	En agglomération	**Au moins 85%**
Zone 3	Hors agglomération	**Au moins 50%**

Pour 2022, les résultats des **deux maîtres d'ouvrage atteignent les objectifs fixés** par le cahier des charges de concession ou les dépassent largement, **sauf pour le réseau HTA posé par le Concessionnaire en zone 1** (94 % de technique souterraine au lieu de 100 %) **et en zone 3**. Il est à noter que le calcul du **taux de réseau HTA posé en zone 3 en souterrain par le Concessionnaire ne peut être calculé** du fait de **linéaires négatifs** mis en concession (corrections d'inventaire).

Le Concessionnaire devra communiquer une source de données permettant le contrôle annuel du respect des engagements contractuels.
Il s'agit des linéaires de réseau mis en concession en 2022 pour Enedis et des linéaires du programme de travaux 2022 pour le SDEC ÉNERGIE.

13.2 Traitement des transformateurs pollués par les PCB (polychlorobiphényles)

Lors d'une précédente mission de contrôle, le Concessionnaire a précisé que : « La politique d'Enedis en matière [de pollution des transformateurs par les PCB] est calée sur le respect de la nouvelle réglementation et du nouveau plan particulier d'Enedis validé par arrêté ministériel du 3 juillet 2014 :

- Les transformateurs > 500 ppm ont été traités,
- les transformateurs entre 50 et 500 ppm sont en cours de traitement : les transformateurs en cabines non conformes (ni bac, ni fosse) doivent être traités avant fin 2019, les transformateurs H61 et les cabines conformes d'ici fin 2025,
- 50% au moins de l'ensemble des transformateurs pollués doivent être traités avant 2019. »

Enedis a communiqué la liste des transformateurs de la concession dont le taux de PCB est supérieur à 50 ppm (**113 au 31/12/2022**), donnant ainsi au SDEC ÉNERGIE des éléments permettant de mieux préparer ses investissements, notamment d'ajuster les prescriptions à suivre dans le cadre du transport de déchet dangereux.

En 2022, les travaux menés sur les postes de transformation HTA/BT par les deux maîtres d'ouvrage ont permis le **traitement de 17 transformateurs pollués par les PCB** (polychlorobiphényles).

Afin d'éliminer l'ensemble des appareils pollués avant le 31 décembre 2025 (article R543-22 du Code de l'environnement) et selon le stock au 31/12/2022, il est nécessaire d'en remplacer en moyenne 38 par an. Au rythme observé en 2022, le stock de transformateurs pollués par les PCB sera supprimé en 2029, au lieu de 2025.

13.3 Traitement des poteaux en béton

Le SDEC ÉNERGIE et Enedis déposent des **poteaux en béton** au cours de leurs chantiers d'effacement, de renforcement et de renouvellement des réseaux. Les deux maîtres d'ouvrage se sont associés (**groupement de commandes**) pour traiter ensemble ces déchets par concassage.

Les deux maîtres d'ouvrage déposent également des **poteaux en bois** lors de leurs chantiers. Ces poteaux déposés sont classés déchets dangereux (article R541-8 du Code de l'environnement). En effet, les bois ont été traités afin d'assurer leur durabilité en extérieur, principalement à la créosote ou aux sels de cuivre-chrome-arsenic (CCA), substances classées cancérogènes, mutagènes et reprotoxiques (CMR) par le règlement CLP (règlement (CE) n° 1272/2008).

Ces déchets sont traités dans des installations de traitement thermique avec valorisation énergétique (usines d'incinération de déchets spéciaux ou fours de cimenteries), **séparément** par les deux maîtres d'ouvrage.

14. BILAN DE LA PARTIE TRAVAUX

POINTS FORTS

- La technique souterraine privilégiée pour les travaux sur les réseaux moyenne (HTA) et basse tension (BT), quel que soit le maître d'ouvrage.
- Le taux de renouvellement (ratio du linéaire mis en concession pour la typologie de travaux renouvellement réalisés par le Concessionnaire sur le linéaire total) est de 0,34% en 2022, proportion la plus élevée depuis 2014.
- Les analyses menées par le Concessionnaire indiquent une amélioration du taux de coupures longues après la réalisation des travaux de PDV sur le réseau fiabilisé (toutes causes confondues, pour cause d'usure et pour cause les défaillances de matériel).
- Dans le cadre du bilan du 1er PPI 2019/2022 :
    - Le Concessionnaire a atteint ou dépassé ses objectifs quantitatifs fixés au PPI 2019/2022, sauf en ce qui concerne la finalité n°4 « Lignes aériennes HTA rénovées (PDV) ». ». Il est proposé, sur ce point, de ne pas mettre en œuvre la procédure de séquestre (travaux non réalisés 103 km) compte tenu d'une part, des observations présentées par le Concessionnaire et d'autre part du fait que le PPI 2023/2026 fixe un objectif de 275 km de réseau à traiter soit un objectif en progression de 59 km par rapport aux 217 km traités dans le cadre du PPI 2019/2022.
    - Le Concessionnaire a dépassé les objectifs quantitatifs établis pour les ZQP.
    - Plusieurs indicateurs relatifs à la qualité de la distribution de l'électricité se sont améliorés et les travaux du Concessionnaire ont concouru par définition à cette amélioration sans que cette contribution puisse être finement appréciée, de nombreux autres évènements pouvant expliquer ces variations.
    - Les résultats du contrôle par échantillonnage réalisé par le Concédant sont satisfaisants, même si quelques questions perdurent.

POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER

Points à surveiller pour le prochain PPI :

- Dans le cadre du bilan du 1er PPI 2019/2022 :
    - Quelques autres indicateurs de qualité se sont dégradés. Le Concédant souligne que le critère B à la maille des zones Émeraude présente des écarts trop importants selon les zones et plus particulièrement entre la zone la moins dense et la zone plus dense.

Points à surveiller en 2023 :

- La part du critère B due à l'élagage (travaux et incidents) sur les réseaux HTA et BT en augmentation entre 2021 et 2022 est à surveiller (4,3 minutes en 2022 contre 2,4 minutes en 2021, soit 8 % du critère B HIX de 2022, contre 5 % de celui de 2021).
- Le rythme de dépose et traitement des transformateurs pollués par les PCB.

Points en attente en 2023 :

- Le retour d'expérience des effets de la PDV n'a été que partiellement actualisé pour la mission de contrôle 2023 et l'incidentologie avant et après les opérations de PDV doit être comparée sur des durées similaires et pour tous les programmes.
- Le Concédant attend des réponses à plusieurs questions relatives au programme de Rénovation Programmée (RP), notamment les règles de mises en œuvre (calcul du taux de retrait…) et la justification de l'allongement de la durée de vie des ouvrages de 25 ans.

- Les proportions de linéaires de réseau HTA posés en souterrain par le Concessionnaire en zone 1 et en zone 3 ne sont pas satisfaisantes. Le Concessionnaire devra communiquer une source de données permettant le contrôle annuel du respect de ses engagements contractuels.
- La communication (à la suite d'un contrôle d'une affaire de prolongation de durée de vie (PDV), lors de la mission de contrôle 2022) des diagnostics techniques permettant de calculer par immobilisation le taux de retrait, des fiches d'Immobilisation des immobilisations transférées et de leur n° d'immobilisation ainsi que la méthodologie de calcul du taux de retrait.

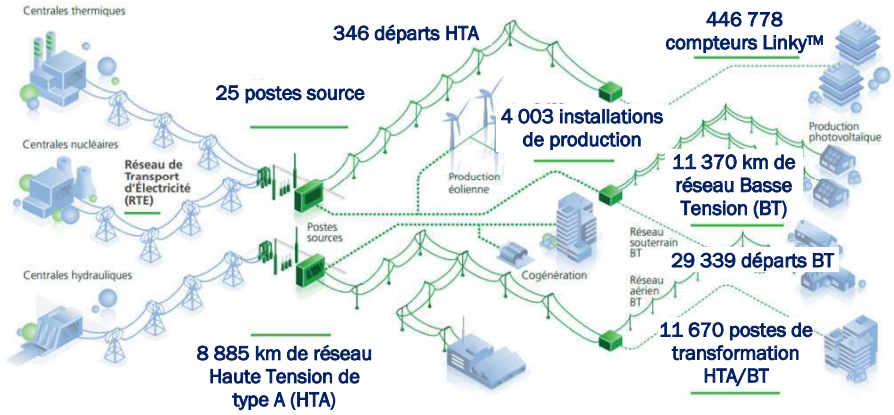
POINTS FAIBLES OU EN ATTENTE RÉCURRENTE

- La non-transmission des études permettant de justifier l'allongement de la durée de vie des ouvrages.

III - LES OUVRAGES DE LA CONCESSION

1. Le réseau de distribution d'électricité 2022

LE RÉSEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ



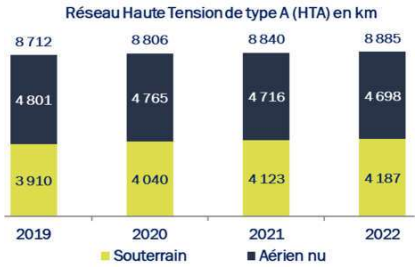
Source de l'illustration : CRAC Enedis

Au terme de l'année 2022, le réseau de distribution public d'électricité sur le territoire de la concession est composé de :

- **25 postes source** alimentant et situés **sur la concession**, 4 autres sont situés en dehors du territoire du Calvados. Ils alimentent **346 départs HTA**.
- **20 255 km de réseau** (hors câbles de branchement) répartis en deux niveaux de tension : **11 370 km de réseau BT** et **8 885 km de réseau HTA**.
- **11 670 postes de transformation** qui permettent d'abaisser la tension de HTA à BT. Ils alimentent **29 339 départs BT.**
- **446 778 compteurs Linky** ont été installés.
- **4 003 sites de production** sont raccordés sur les réseaux HTA et BT.

- **56%** de ce réseau est constitué par du **réseau BT**, c'est une proportion constante.
- **66% de ce réseau électrique** se situe dans les **communes rurales** au titre des aides financières aux collectivités pour l'électrification rurale (CAS FACÉ), c'est une proportion plutôt constante.
- **Les linéaires de réseau BT et HTA augmentent respectivement de 0,7% et de 0,5% en 2022.**

2. Les canalisations HTA et BT



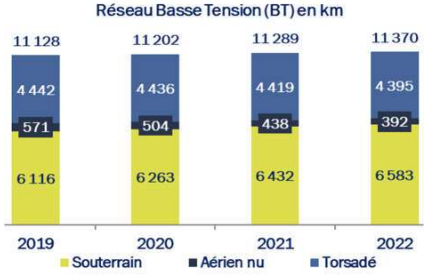
Le linéaire de réseau haute tension de type A[34] (HTA) est constitué de 8 885 km. En 2022, ce linéaire évolue de 0,5%, soit **46 km**.

Ce réseau est composé de **4 698 km** de **réseau aérien** et de **4 187 km** de **réseau souterrain**.
Il comporte également une petite longueur de réseau aérien torsadé (538 mètres en 2022). Enedis précise que la technologie de réseau est très peu répandue à la maille France. Elle est parfois utilisée en zone boisée, avec des inconvénients liés à la chasse ou aux chutes d'arbres.

0,8% du réseau HTA est en aérien fils nus de faible section (67 km).

Le linéaire de réseau basse-tension (BT) est de 11 370 km. En 2022, ce linéaire évolue de 0,7%, soit de **82 km**.

Il est constitué de :
- **392 km de réseau aérien nu (3 % du réseau BT),**
- **4 395 km de réseau torsadé (39 %),**
- **6 583 km de réseau souterrain (58 %).**

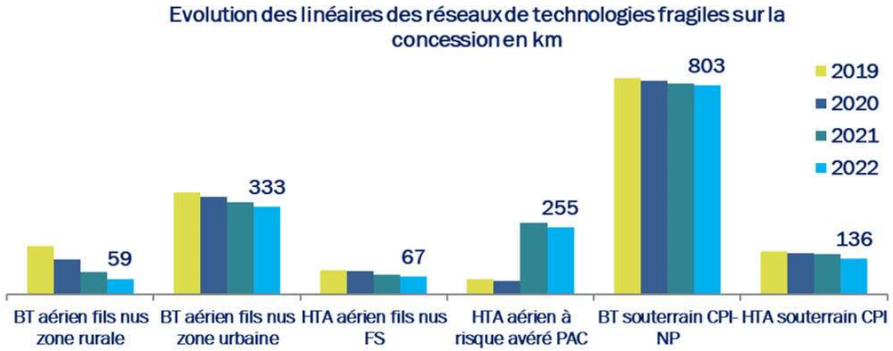


Pour les deux types de tension, les mises en service sont **majoritairement réalisées en réseau souterrain**, ce qui explique la baisse des linéaires aériens et la hausse de la part enfouie.

Le taux concessif de réseau BT en souterrain s'établit à 58 %, alors que celui du réseau HTA est de 47%.

[34] Le réseau de distribution d'électricité est constitué de deux types de lignes : les lignes moyenne tension de type A (HTA) et les lignes basse tension (BT). Les lignes HTA permettent le transport de l'électricité à l'échelle locale vers les petites industries, les PME et les commerces. Ces lignes ont une tension comprise entre 15 kV et 30 kV. Les lignes BT sont les plus petites lignes du réseau. Leur tension est de 230 V ou 400 V. Elles font le lien entre les postes de transformations et les clients.

3. Zoom sur les réseaux fragiles HTA et BT



Les réseaux sont composés de différentes technologies. Certaines sont dites « fragiles », car plus sensibles aux incidents que d'autres.

La concession compte à fin 2022 :

Pour le réseau HTA	Pour le réseau BT
67 km de réseau aérien de faible section, soit une proportion de moins de **0,8 % du réseau HTA total** et 1 % du réseau HTA aérien nu. **136 km de réseau souterrain à isolation en papier imprégné** (CPI), soit une proportion de **2 % du réseau HTA total** et 3 % du réseau HTA souterrain. **Ces longueurs sont, chacune, en diminution de 12 %.** Le réseau HTA compte également **73 km de réseau souterrain synthétique de 1re génération** qui est potentiellement à risque.	**392 km de réseau BT aériens nus**, c'est **11 % de linéaire en moins qu'en 2021**. Cette diminution est essentiellement due à l'action du SDEC ÉNERGIE en domaine rural. Le réseau BT compte **803 km de câble souterrain à isolation papier imprégné (CPI) ou à neutre périphérique (NP).** Ce linéaire a diminué de **1 %** par rapport à 2021. Il représente **7 % du linéaire de réseau BT total** et 12 % du réseau BT souterrain.

Il est rappelé sur ce point que :

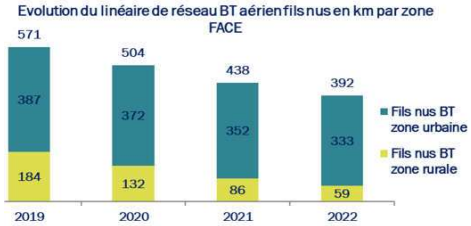
- Enedis n'a **pas transmis les linéaires et la localisation des réseaux concernés par le plan aléa climatique à la maille communale. La demande du Concédant est en cours d'instruction.**
- Le Concessionnaire, au titre de **la convention relative à la cartographie à moyenne échelle des ouvrages du réseau public de distribution** signée le 22 décembre 2022, a communiqué **la localisation des réseaux :**
  - **BT souterrain estimés à isolation papier et BT souterrain estimés à neutre périphérique ;**
  - **HTA souterrain à isolation papier (CPI).**

4. Zoom sur les réseaux aériens fragiles en fils nus

Le remplacement du réseau BT aérien nu est inscrit au schéma directeur des investissements (SDI), avec pour échéance de résorption la fin du 2e programme pluriannuel d'investissements (PPI) en zone rurale et le terme du contrat en zone urbaine.

Le contrat précise que la suppression du réseau BT aérien en fils nus doit être la plus régulière possible d'un PPI à l'autre. Le premier PPI a été établi sur la période 2019-2022.

Au rythme de dépose 2022, **la résorption** des 59 km de cette technologie en zone rurale et des 333 km en zone urbaine **pourrait être observée avant les échéances prévues au contrat** :
- en 2 ans en domaine rural,
- en 17 ans en domaine urbain. Cette durée est équivalente à celle observée l'année précédente.



Réseau BT aérien en fils nus :

Quantité **392 km** (3 **% du réseau BT**)

Évolution 2021/2022 : **-11 %**

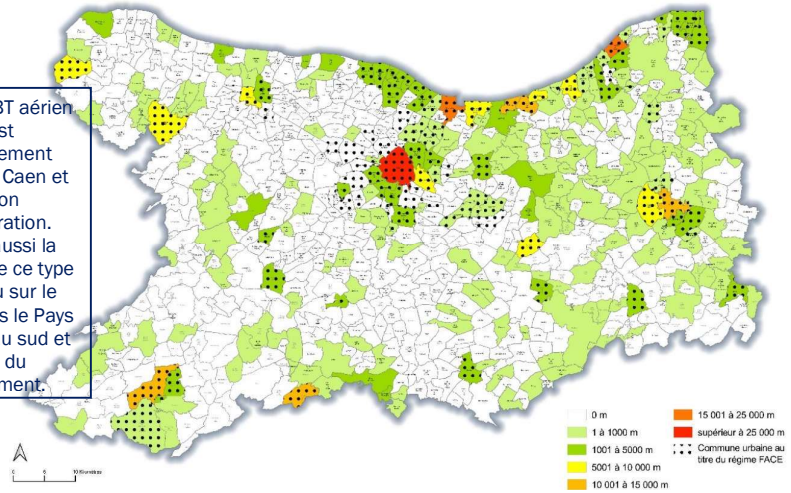
- 27 km en domaine rural (action du Syndicat)
- 19 km en domaine urbain.

Le Concessionnaire a débuté, pour la technologie BT aérien en fils nus, un travail de fiabilisation des bases de données technique et comptable au regard des ouvrages réellement présents sur le terrain. Il s'agit du Projet d'Eradication des Fils Nus (PEFIN). Ce projet s'articule en plusieurs étapes :
- Diagnostic : présente les linéaires de réseau en fils nus qui seront supprimés ou modifiés dans une autre technologie de la cartographie.
- Corrections dans le SIG : présentation des mises à jour de la base technique SIG.
- Corrections dans la base comptable : présentation des ajustements de la base comptable à la suite de la mise à jour des bases techniques.

La réunion de présentation de la mise en œuvre du projet sur la concession du Calvados n'a pas pu avoir lieu pendant la mission de contrôle 2023. Ce dossier sera abordé lors des prochains exercices.

La localisation du linéaire de réseau BT aérien fils nus

Le réseau BT aérien nu est principalement implanté à Caen et sur son agglomération. On note aussi la présence de ce type de réseau sur le littoral, dans le Pays d'Auge et au sud et à l'est du département.



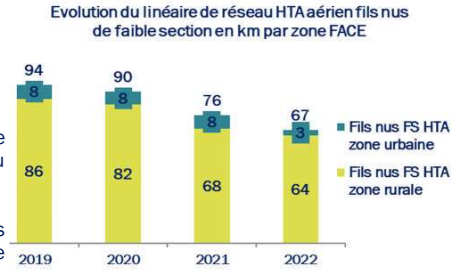
Réseau HTA aérien fils nus de faible section :

Quantité : **67 km** (0,8 % du réseau HTA)

Évolution 2021/2022 : **-12 %**

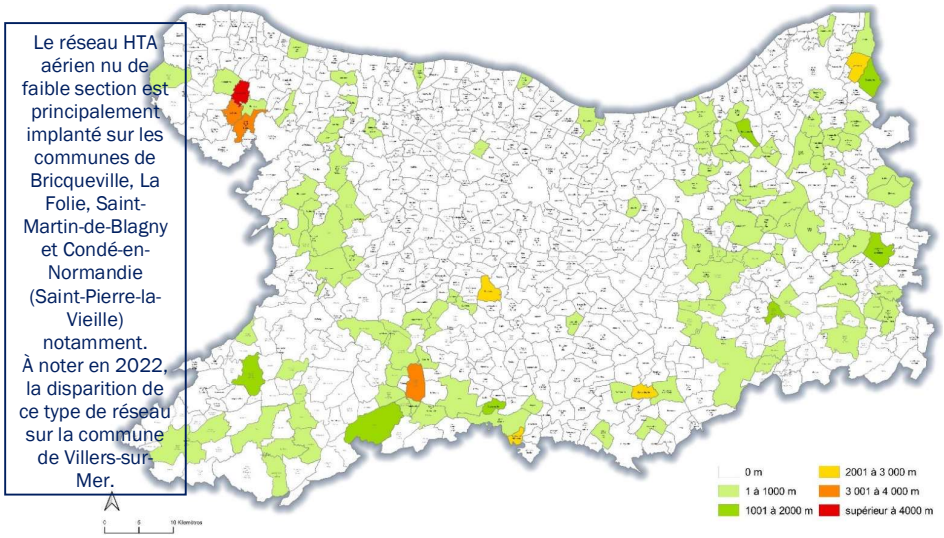
Le remplacement du réseau HTA aérien nu de faible section n'est pas inscrit comme valeur repère au schéma directeur des investissements (SDI).

Au rythme de dépose en 2022, la résorption des 67 km de cette technologie pourrait être observée en 8 ans (contre 5 ans en 2021).



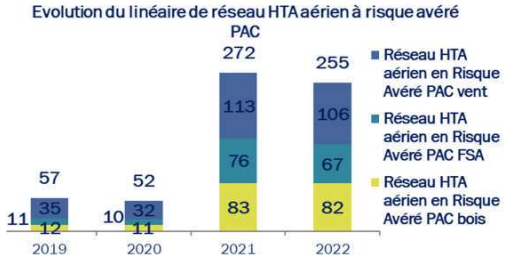
La localisation du linéaire de réseau HTA aérien fils nus de faible section

Le réseau HTA aérien nu de faible section est principalement implanté sur les communes de Bricqueville, La Folie, Saint-Martin-de-Blagny et Condé-en-Normandie (Saint-Pierre-la-Vieille) notamment.
À noter en 2022, la disparition de ce type de réseau sur la commune de Villers-sur-Mer.



5. Le réseau HTA aérien soumis aux aléas climatiques

5.1 Le linéaire de réseau HTA aérien à risque avéré (PAC)



Réseau HTA aérien à risque avéré PAC :

- Quantité **255 km** (3 % du réseau HTA)
- Évolution 2021/2022 : **- 6 %**

Le remplacement du **réseau HTA aérien à risque avéré inscrit au Plan Aléas Climatiques (PAC)** est inscrit au SDI, avec pour échéance de résorption le terme du dernier PPI.

Au terme de l'exercice, ce linéaire s'élève à 255 km, contre 272 km en 2021. Ce réseau HTA aérien à risque avéré PAC **se répartit en 82 km en zone de bois, 67 km de faible section et 106 km en zone de vent.**

L'augmentation du stock de réseau HTA aérien à risque avéré inscrit au Plan Aléas Climatiques (PAC) est expliquée par le Concessionnaire par la mise en œuvre d'un programme complémentaire de résorption le Plan Aléas Climatiques (PAC n°2), dans la continuité du PAC n°1.

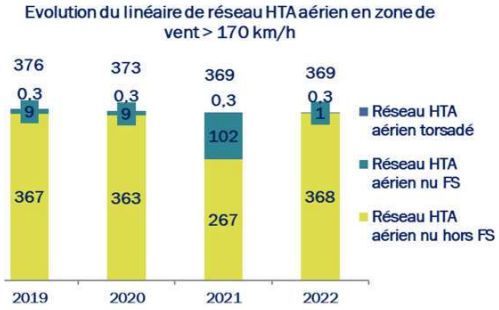
L'objectif de ce programme est notamment, pour un évènement climatique équivalent aux tempêtes de 2017, de réduire le pic de clients coupés et d'accélérer la réalimentation par automatismes. Pour cela, le programme PAC n°2 vise à sécuriser les antennes des départs HTA aériens alors que le PAC n°1 vise prioritairement les lignes HTA principales.

L'explication de la très forte évolution du linéaire de réseau HTA aérien à risque avéré inscrit au PAC en 2021 était restée en attente. Lors de la mission de contrôle 2023, Enedis a précisé que :

- Les données 2019 et 2020 comptabilisent le linéaire des tronçons « prioritaires », tronçons essentiellement sur les lignes HTA aériennes principales.
- Les données 2021 et 2022 comptabilisent l'intégralité du linéaire du réseau PAC, y compris les antennes des départs HTA.
- Le classement du réseau HTA aérien en risque avéré dépend de sa technologie (faible section ou non) et de l'exposition au risque (Neige/givre, Vent, Bois -grande zone boisée-).

On observe donc une rupture de cette chronique.

5.2 Le linéaire de réseau HTA en zone de vent



Réseau HTA aérien en zone de vent > 170 km/h :

- Quantité : **369 km** (4,2% du réseau HTA),
- Problématique de **vieillissement plus rapide.**

Enedis a précisé dans le diagnostic technique du cahier des charges de concession : « *Le réseau côtier est celui présent dans la zone vent > 170 km/h c'est-à-dire sur les communes qui ont connu cette vitesse de vent dans les 20 dernières années.*
Tout réseau présent dans la zone vent > 170 km/h n'est pas retenu comme étant à risque climatique. Cependant il faut prendre en compte la problématique de vieillissement plus rapide du réseau aérien se situant dans cette zone ».

Le concédant suit donc l'évolution du stock de réseau HTA aérien dans cette zone. On note une décroissance de ce stock entre 2019 et 2022 (376 km en 2019, 369 en 2022). Cette diminution est moins marquée qu'entre 2018 (394 km) et 2019.

Lors de la mission de contrôle 2022, on relevait une progression importante du stock de réseau HTA aérien nu de faible section (9 km en 2020, 102 km en 2021) s'accompagnant d'une diminution du stock de réseau HTA aérien nu hors faible section (363 km en 2020, 267 km en 2021).
L'explication de la très forte évolution de ces linéaires de réseau HTA aérien nu de et hors faible section en zone de vent entre 2020 et 2021 était restée en attente.
Lors de la mission de contrôle 2023, Enedis a précisé que **les données communiquées pour l'année 2021 sont erronées,** mais qu'elles **ne peuvent pas être corrigées**.

Le SDEC ÉNERGIE souligne **que le constat de vieillissement plus rapide du réseau HTA aérien se situant dans la zone de vent > 170 km/h peut être élargi au réseau BT aérien dans cette zone à défaut d'étude démontrant le contraire**.

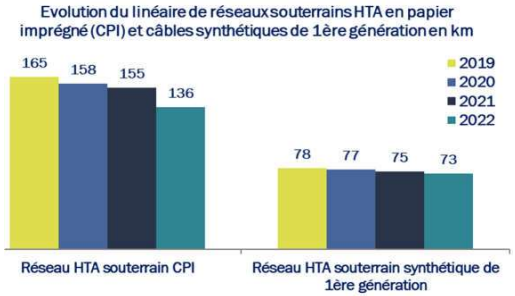
Le Syndicat a donc inscrit, au SDI, **l'augmentation régulière du taux de réseau BT souterrain** en zone de vent > 170 km/h en zone rurale de 54 % à 70 %, au terme du 6e PPI.

Au terme de l'exercice, le taux de réseau BT rural en souterrain en zone de vent est de 59%.

Il est à noter que le SDEC ENERGIE et Enedis ont fait évoluer les valeurs repères du SDI par un avenant signé le 22/12/2022. Ainsi, la valeur repère relative à la zone de vent évolue afin de prendre en compte l'ensemble des communes. Le contrat prévoit désormais **l'augmentation régulière du taux de réseau BT souterrain** en zone de vent > 170 km/h de 71 % à 75 %, au terme du 6e PPI.

6. Les réseaux souterrains HTA et BT fragiles : CPI, CNP…

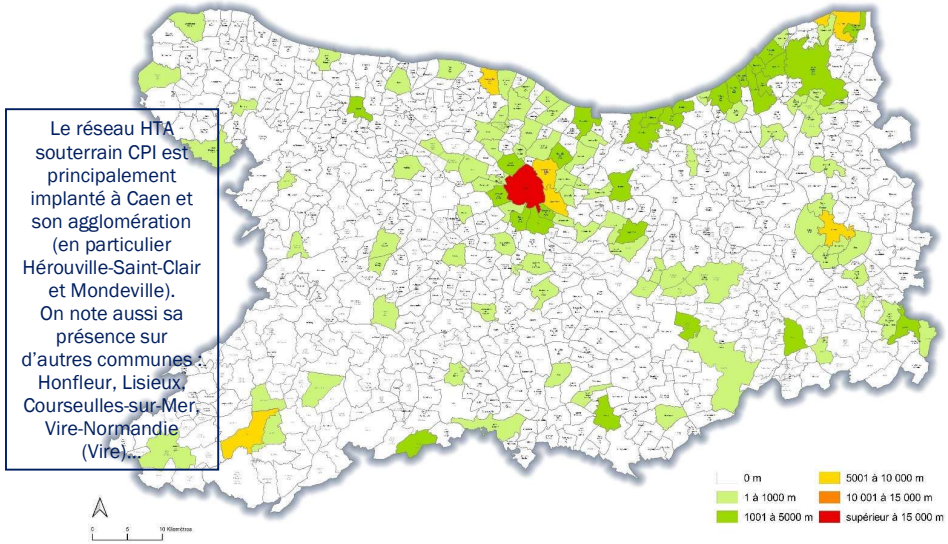
6.1 le réseau HTA



Le réseau HTA souterrain CPI	Le réseau HTA souterrain synthétique de 1re génération
- Évolution 2021/2022 : -12 % (- 19 km) - 3 % du réseau HTA souterrain est en CPI (2 % du réseau HTA total) Le remplacement du **réseau HTA souterrain CPI** est inscrit au SDI, avec pour échéance de résorption de 90 % du stock de 2017, le terme du 4e PPI. À fin 2022, le linéaire de réseau HTA souterrain CPI s'élève à **136 km, contre 179 km en 2018**. Ce réseau HTA souterrain CPI est localisé à **95%** en zone urbaine. Au rythme de dépose 2022, la résorption de **90 %** du linéaire de cette technologie pourrait être observée en **6 ans** (contre 36 ans au rythme 2021). **Ce rythme s'il se maintient permettra la suppression de 90% du stock avant 4 PPI,** soit 16 ans comme le prévoit le schéma directeur (2028 au lieu de 2035).	- Évolution 2021/2022 : - 2 % (- 2 km) - 2 % du réseau HTA souterrain est en synthétique de 1re génération **Le réseau HTA souterrain synthétique de 1re génération est sous surveillance, car potentiellement** incidentogène. Sa suppression **n'est pas inscrite** comme valeur repère au SDI. Au rythme de dépose 2022, la **résorption** des **73 km** de cette technologie pourrait être observée **en 40 ans** (en 41 ans au rythme 2021).

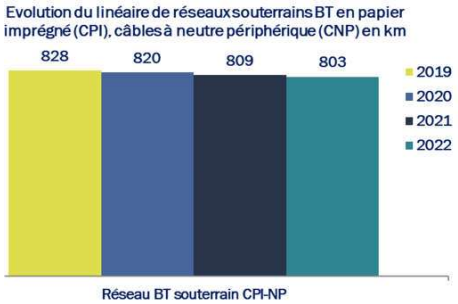
La localisation du linéaire de réseau HTA souterrain CPI

Le réseau HTA souterrain CPI est principalement implanté à Caen et son agglomération (en particulier Hérouville-Saint-Clair et Mondeville). On note aussi sa présence sur d'autres communes : Honfleur, Lisieux, Courseulles-sur-Mer, Vire-Normandie (Vire)…



6.2 Le réseau BT

Le réseau BT souterrain en câble papier imprégné (CPI) et câble à neutre périphérique (CNP) est également **sous surveillance**. Le stock est estimé, car ces informations ne sont pas natives dans les SI du Concessionnaire. La suppression de ces technologies n'est pas inscrite comme valeur repère au SDI.



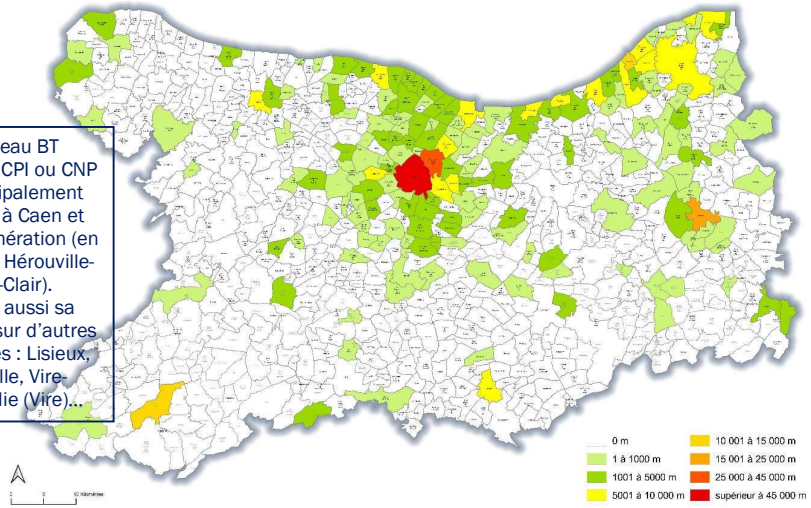
- Évolution 2021/2022 : **- 1 %** (- 7 km)
- **12 %** du réseau BT souterrain est CPI ou CNP

Au rythme de dépose 2022, la résorption du stock estimé à **803 km** de cette technologie pourrait être observée en 121 ans (en 76 ans au rythme 2021).

Il est à noter que le 2e PPI (2023-2026) signé le 22/12/2022, prévoit désormais le renouvellement de 12 km de réseau BT souterrain en câble papier imprégné (CPI).

La localisation du réseau BT souterrain CPI et CPN

Le réseau BT souterrain CPI ou CNP est principalement implanté à Caen et son agglomération (en particulier Hérouville-Saint-Clair).
On note aussi sa présence sur d'autres communes : Lisieux, Deauville, Vire-Normandie (Vire)…



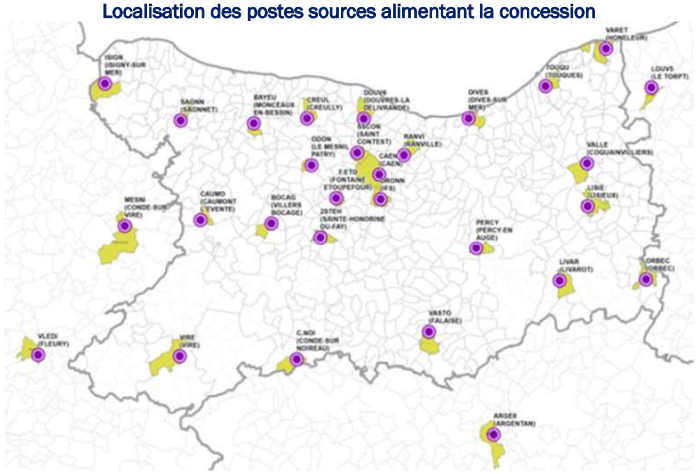
7. Les immeubles mis à disposition, les postes source et de transformation HTA/BT

7.1 Les immeubles mis à disposition du Concessionnaire

Le Concédant réitère sa demande que le Concessionnaire constitue une liste des conventions qu'il a conclues pour l'ensemble des immeubles mis à sa disposition, y compris les terrains utilisés, avec leur localisation (immeubles et terrains prévus à l'article 13 du CDC).

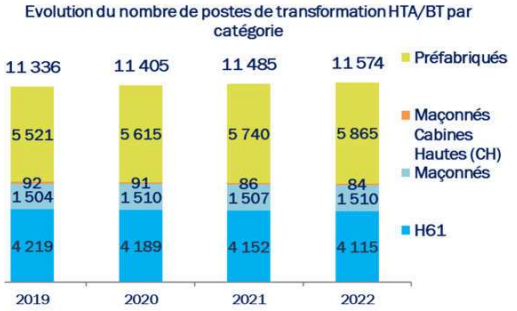
7.2 Les postes sources

Localisation des postes sources alimentant la concession



29 postes sources alimentent la concession, dont 4 sont situés en dehors du périmètre de la concession.

7.3 Les postes de transformation



- **11 574** postes de transformation HTA/BT
- Évolution 2021/2022 : **+ 0,8 %**
- **68%** des postes de transformation sont situés en **zone rurale**.
- Âge moyen : **29 ans**
- **23 %** des postes ont plus de **40 ans** (contre 19 % en 2019).

Le nombre de **postes de transformation HTA/BT** augmente légèrement chaque année pour atteindre **11 574** en 2022 (+ 0,8 % d'augmentation par rapport à 2021).
64% de ces postes de transformation sont des postes maçonnés ou préfabriqués.

Les postes sur poteau (H61) sont en baisse de **44 unités** en moyenne par an depuis 2012.

Les postes HTA/BT de la concession sont en moyenne âgés de **29 ans**, âge en légère augmentation.

On constate cependant une certaine hétérogénéité en fonction du type de poste. **Les préfabriqués** sont **relativement jeunes**, en moyenne âgés de 19 ans, alors que l'âge moyen des **postes sur poteau (H61)** et des **postes maçonnés** (hors postes tours) s'établit respectivement à **38 et 42 ans** à fin 2022.

Les postes de transformation de plus de 40 ans représentent 23 % du parc en concession au terme de l'exercice.

7.4 Les transformateurs et les autotransformateurs

La concession compte **11 670 transformateurs HTA/BT** au terme de l'exercice. Plus des trois quarts (76%) ont une puissance assignée inférieure à 250 kVA. **13 % de ces transformateurs ont plus de 40 ans**.

La concession du Calvados compte **24 autotransformateurs** en 2022, comme en 2021.

Le Concessionnaire ne communique plus les années de création de ces ouvrages depuis les données 2018, car la complétude du champ "année de création" de la base technique correspondait à la création de la fiche de l'autotransformateur et non à la date de création de celui-ci. Enedis précise que l'évolution de la requête est en cours d'étude pour ajouter la date de mise en service des autotransformateurs.

8. Les départs HTA et BT et les OMT

346 départs HTA alimentent la concession dont **45 % sont souterrains** (c'est-à-dire dont plus de 95 % du linéaire est en technique souterraine). **Aucun départ HTA** n'a une longueur **supérieure à 100 km** et **24** ont une longueur comprise **entre 70 km et 100 km**.

Le réseau de distribution d'électricité est équipé **d'organes de coupure (interrupteurs ou sectionneurs)** qui permettent d'isoler une grappe de postes de transformation HTA/BT et d'assurer le sectionnement et le bouclage de parties du réseau. La manœuvre de ces organes peut être automatisée ou manuelle. Ainsi, le réseau HTA comptabilise **2 244 point**s de manœuvre automatisés (organe de manœuvre télécommandé - OMT) et **1 426 IACM** (interrupteurs aériens à commande manuelle) en 2022. La concession compte **30 départs sans OMT**. En moyenne, **6,5** OMT équipent un départ HTA alimentant la concession et 1 OMT isole 4 km de départ HTA.

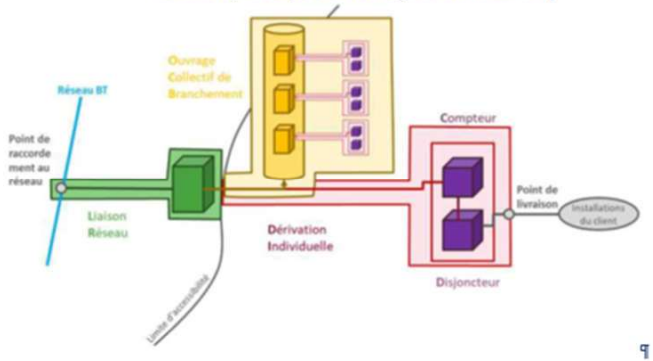
Parmi les **29 339 départs BT** alimentant la concession, **44%** sont en zone rurale et **66%** sont dits souterrains (c'est-à-dire qu'ils comptabilisent plus de 95% de leur linéaire en technique souterraine).
La concession comptabilise **5 départs BT** ayant une longueur **supérieure à 3 km**.

9. Les branchements

9.1 Zoom sur la localisation des branchements individuels et des disjoncteurs en 2022

Enedis procède à la localisation d'ouvrages non localisés depuis plusieurs exercices. Après avoir localisé les ouvrages collectifs de branchement en 2018 et 2019, en 2022, est intervenue la localisation à la maille communale des branchements individuels.
Le schéma ci-dessous présente la composition des ouvrages de branchements :

Schéma synthétique d'un ouvrage de branchement¶



¶
Source : Enedis

Les branchements individuels sont composés d'une liaison réseau et d'une dérivation individuelle.
Ces branchements sont inventoriés en prenant en compte leurs spécificités techniques. Les quantités d'ouvrages sont comptabilisées **en nombre et non en longueur de canalisations.**

Sont localisés :

- En premier lieu, les **branchements aériens « complets », incluant à la fois la liaison réseau et la dérivation individuelle associée,**
- Puis, les **liaisons réseau souterraines et aéro-souterraines, sauf celles associées à des branchements aériens,**
- Et enfin, **les dérivations individuelles de branchements individuels** qui correspondent *a priori* aux dérivations individuelles, sauf celles associées à des branchements aériens.

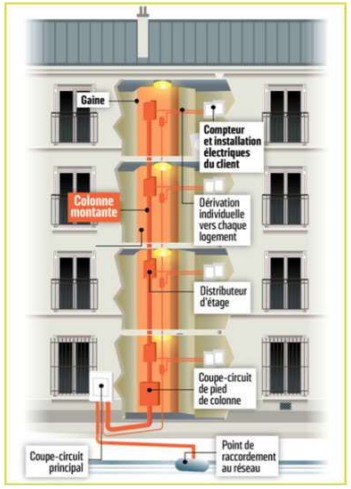
On dénombre en 2022, 570 268 ouvrages de branchements représentant 332 080 branchements individuels :

Nature des ouvrages de branchements individuels	Quantité en nombre	Âge moyen	Durées d'amortissement
Liaisons réseau aériennes	79 281	47	50
Liaisons réseau souterraines et aéro-souterraines	252 799	29	40
Dérivations individuelles de branchements individuels	238 188	28	40
Total	570 268	31	

L'âge moyen de ces ouvrages est de 31 ans.

Les effets comptables liés à la localisation de ces ouvrages sont décrits dans la 5e partie de ce rapport.

9.2 Les branchements collectifs



Les **ouvrages collectifs de branchement (OCB)** sont constitués des matériels suivants :

- La **canalisation collective** raccordée au CCPC (borne aval de la liaison réseau) assure la distribution électrique en acheminant le courant aux différents distributeurs d'étage ;
- Les distributeurs portent la fonction de **coupe-circuit principal individuel** et connectent la canalisation collective et les dérivations individuelles ;
- Les **dérivations individuelles** (DI) branchées en aval du CCPI permettent l'acheminement de l'électricité jusqu'au point de livraison.

À fin 2022, Enedis dénombre 16 876 ouvrages collectifs de branchement.

Source de l'illustration : LP/INFOGRAPHIE – JOSÉ MANCHEGO

La loi ÉLAN[35] a introduit de nouvelles dispositions relatives aux colonnes montantes. Les colonnes montantes mises en service après le 24 novembre 2018 appartiennent aux AODE et sont gérées et

[35] Loi Elan (évolution du logement, de l'aménagement et du numérique), promulguée le 23 novembre 2018.

entretenues par le Concessionnaire. **Depuis le 24 novembre 2020**, il en est de même pour les colonnes montantes mises en service avant le 24 novembre 2018, sauf opposition des propriétaires.

L'inventaire technique 2022 fait apparaitre l'ensemble des colonnes montantes propriété du SDEC ÉNERGIE. Seules **6 colonnes montantes sont restées hors concession**, leurs propriétaires ayant refusé le transfert des ouvrages (CRAC 2020).

Les effets patrimoniaux de la loi ÉLAN

Les ouvrages collectifs de branchement	Quantité
Ouvrages collectifs de branchement (OCB) concessifs	8 484
Ouvrages collectifs de branchement (OCB) repris dans le cadre de la loi ÉLAN	8 392
Total OCB	**16 876**

8 392 ouvrages collectifs de branchement ont été repris dans le patrimoine concessif dans le cadre de la loi ÉLAN.

Années de mise en service des ouvrages collectifs de branchement	Quantité	Proportion
1950 et avant	195	1%
1951-1970	3 785	22%
1971-1990	6 507	39%
1991-2020	4 170	25%
2021-2040	2219	13%
Total	**16 876**	

24% des ouvrages collectifs de branchement ont été mis en service avant 1970.

10. Les ouvrages de comptage

Dans la base comptable, on dénombre au terme de l'exercice 2022 :

Ouvrages de comptage (y compris les ouvrages en magasin)	2022
Compteurs LINKY	446 778
Compteurs marché d'affaires	6 813
Total	**453 591**
Disjoncteurs	**486 269**

Plus spécifiquement, concernant l'impact du déploiement du compteur LINKY™ en comptabilité par année de mise en service des compteurs, le tableau ci-dessous présente les quantités d'ouvrages immobilisés, leurs valeurs comptables et le coût unitaire par millésime.

Année de mise en service	Flux										Stock
	2011	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2022
Quantité immobilisée	38	29	920	33 343	52 126	75 404	96 926	79 893	79 112	28 987	**446 778**
Valeur brute (en k€)	7	4	78	2 951	3 980	5 933	7 749	6 645	7 064	2 838	**37 248**
Valeur nette (en k€)	3	2	51	2 002	2 888	4 597	6 396	5 813	6 508	2 753	**31 014**
€/u	181,3	143,7	84,9	88,5	76,4	78,7	80,0	83,2	89,3	97,9	**83,4**

On dénombre à l'inventaire en 2022, **446 778** compteurs communicants posés et immobilisés pour une valeur brute de **37 248 k€** et pour une valeur moyenne de **83,4 €/u**. (cela ne comprend que le coût du compteur et de sa pose et n'inclue pas les coûts d'infrastructure et des concentrateurs).

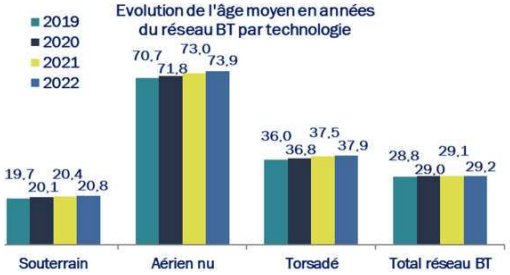
La valeur nette de ces ouvrages atteint 31 014 k€.

Quantité de compteurs LINKY ™ immobilisés, valeur brute de ces ouvrages en k€ et valeur unitaire en €

11. L'âge moyen des réseaux BT[36]

- Âge moyen BT en 2022 : **29 ans,**
- Âge moyen BT **hors linéaire de 1946** : près de **23 ans,**
- Âge moyen du réseau **BT aérien en fils nus** : **74 ans.**

Les évolutions des âges moyens des technologies, réseau torsadé et aérien nu sont similaires à celles observées pour les années précédentes.



L'âge moyen du réseau BT est en légère augmentation par rapport à 2021 **(+0,1 an).**

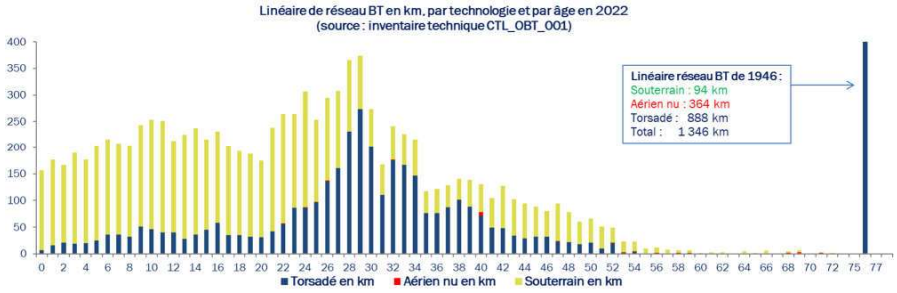
Il est à noter qu'une part du linéaire de réseau BT (12 % à fin 2022, soit 1 346 km) a été renseignée par le Concessionnaire **comme ayant été posé en 1946**, **de manière arbitraire**, sans correspondance avec la date réelle de pose.

La pertinence du calcul de l'âge moyen des canalisations BT est donc amoindrie par cet état de fait. Le calcul de l'âge moyen du réseau BT, hors linéaire daté de 1946, est de **23 ans, soit 6 ans de moins que pour l'ensemble du réseau BT.[37]**

En 2022, le linéaire de réseau BT daté de 1946 arbitrairement est en diminution de 9 % par rapport à 2021, contre – 5 % entre 2020 et 2021.

[36] L'âge moyen des canalisations, calculé à partir des bases techniques (SIG), était calculé en prenant en compte l'année du contrôle (et non le 31/12 de l'année des données). Ce calcul a été corrigé pour toutes les données postérieures à 2017, c'est pourquoi le lecteur attentif aura pu constater un écart d'un an pour quelques données présentées dans les précédents rapports de contrôle.

[37] Pour rappel : pour les données 2017 et 2019, le Concessionnaire a procédé à des corrections d'une partie de ces dates dans la base technique, notamment sur le réseau souterrain. Le Concédant souhaite que ces actions correctives se poursuivent.

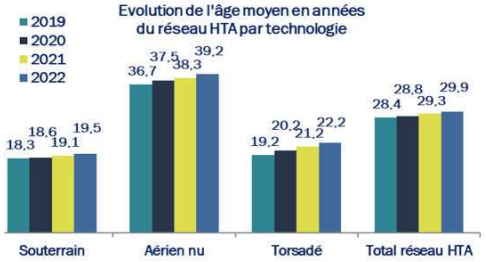


Le Concessionnaire a fixé la durée d'amortissement du réseau BT torsadé à 50 ans et celle des autres technologies BT à 40 ans. Une grande part du réseau BT sera totalement amorti pendant le contrat de concession signé en juin 2018.

À fin 2022, **2 161 km de réseau BT sont complètement amortis, soit 19 % du linéaire total de réseau BT et 12 % du réseau a plus de 60 ans.** Ces proportions sont en baisse d'un point par rapport à 2021.

Compte tenu de la part importante d'ouvrages BT qui va dépasser sa durée de vie probable[38] au cours du contrat en vigueur, le SDEC ÉNERGIE sollicite des études techniques confortant ou non les durées d'usage de ces ouvrages.

12. L'âge moyen des réseaux HTA[20]



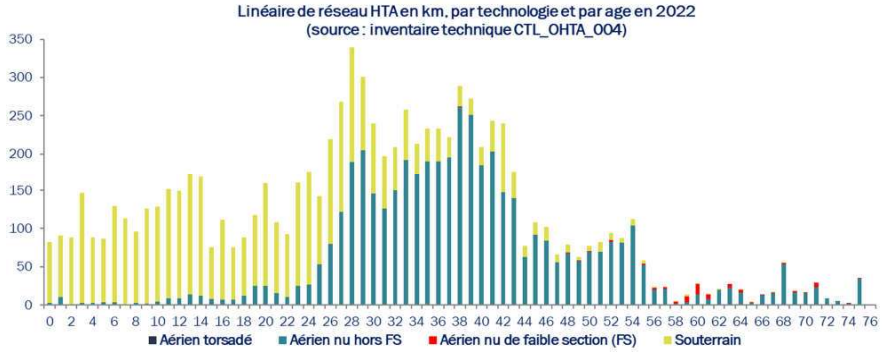
- Âge moyen en augmentation depuis 2007 : **29,9 ans en 2022**,
- Le vieillissement concerne au principal les lignes aériennes en fils nus : **39,2 ans**.
- L'une des réponses du Concessionnaire à ce vieillissement est le renouvellement partiel des ouvrages HTA aériens via des opérations de maintenance lourde dénommées « **prolongation de la durée de vie (PDV)** » ou de « **rénovation programmée (RP)** ».

L'âge moyen du réseau HTA progresse d'une demi-année chaque année en moyenne depuis 2012. Cette hausse est consécutive au renouvellement non suffisant pour contenir le vieillissement global du réseau HTA.

Le réseau souterrain présente un âge moyen en augmentation de près de 0,4 point en moyenne par an. Il s'établit à **19,5 ans à fin 2022.**
La **technologie aérienne en fils nus**, utilisée depuis plus longtemps, présente quant à elle un âge moyen de **39,2 ans**.

L'âge moyen du réseau **HTA aérien torsadé** a augmenté d'un an pour atteindre **22,2** ans en 2022.

[38] Le plan comptable général impose aux entreprises de retenir comme durée d'amortissement la durée d'utilisation d'une immobilisation, c'est-à-dire la durée pendant laquelle elle estime qu'elle va utiliser les immobilisations.



Le Concessionnaire a fixé la durée d'amortissement du réseau HTA, hors câbles immergés, à **40 ans**.

Une grande part du réseau HTA atteindra sa fin d'amortissement avant le contrat de concession.

À fin 2022, **2 261 km de réseau HTA sont complètement amortis** (*ce calcul ne tient pas compte de la prolongation de durée de vie de 15 ans des ouvrages HTA ariens), soit **25 %** du linéaire total de réseau HTA. Plus de **3 %** du réseau a plus de 60 ans.

Compte tenu de la part importante d'ouvrages HTA qui va dépasser sa durée de vie probable[22] au cours du contrat en vigueur, le SDEC ÉNERGIE sollicite des études techniques confortant ou non les durées d'usage de ces ouvrages.

13. La concordance globale des bases techniques et comptables

La concordance des bases technique et comptable en termes de quantité à la maille de la concession, sans prise en compte des différentes technologies de réseau BT et HTA

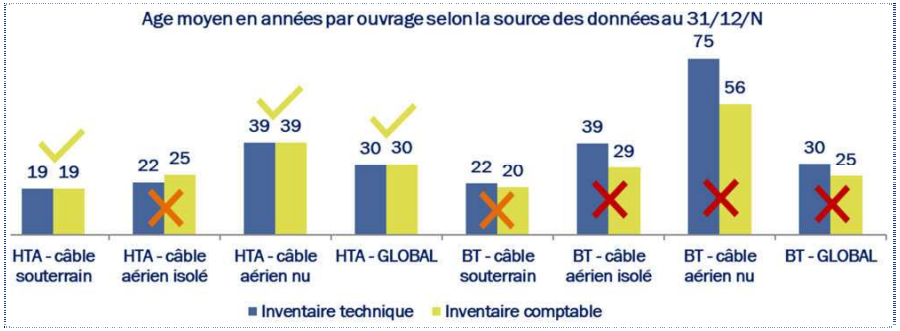
En matière de quantité globale à la maille de la concession (par rapport à la base technique), **l'écart global relatif des linéaires de réseau entre les fichiers technique et comptable reste raisonnable**, mais il ne reflète pas les écarts, parfois très importants, qui existent à des mailles plus fines en tenant compte de la localisation et de la datation des réseaux.

Les écarts en quantité à la maille de la concession entre les bases techniques et comptables sont les suivants pour 2022 :

- Canalisations BT : - 0,5 %
- Canalisations HTA : - 0,3 %
- Postes de transformations : - 1%.

L'écart observé pour les postes de transformation HTA/BT est basé sur une estimation des quantités à l'inventaire comptable depuis les données 2015.

La concordance des bases technique et comptable en matière d'âge moyen des linéaires des réseaux



Les écarts d'âge moyen pour ce qui concerne le réseau BT s'expliquent par :

- la datation arbitraire à 1946 dans la base technique des linéaires posés avant les années 1980,
- les retraits des réseaux BT de la base comptable qui sont réalisés de manière particulière: les réseaux BT les plus anciens de la typologie concernée sur cette commune étant sortis de l'inventaire.

Pour ce qui concerne le réseau HTA, les écarts peuvent s'expliquer par :

- des erreurs de saisie,
- une mauvaise prise en compte de la dépose,
- des décalages dans le temps : il est possible que des travaux terminés en fin d'année 2022 aient été portés à l'inventaire technique, mais n'aient pas été enregistrés à l'inventaire comptable avant le 31 décembre 2022.

Pour Enedis, en raison de la datation par défaut à 1946 d'une certaine proportion de réseaux BT historiques et de l'avancement différencié des travaux engagés au niveau local pour la fiabilisation de cette date, il n'est pas possible de calculer des âges moyens des réseaux à partir de la base « technique » (la moyenne étant alors fortement biaisée avec les valeurs « 1946 »). La base comptable est donc utilisée pour ce calcul, ce qui amène, de plus, une unicité des pratiques et une permanence des méthodes de mise à jour de celle-ci.

Or, dans la base comptable, Enedis réalise les retraits sur le tronçon correspondant au millésime le plus proche sur la commune considérée, puis fait une règle de 3 sur les valeurs en fonction des quantités retirées.

Le Concédant et le Concessionnaire divergent sur la base à prendre en compte pour calculer l'âge moyen des réseaux.

D'une manière générale, le Concédant souhaite que le Concessionnaire mentionne systématiquement les biais liés à l'utilisation des âges moyens des réseaux lorsqu'il présente un âge moyen d'ouvrage issu d'une seule des deux bases.

Pour mémoire, Enedis a précisé, lors de la mission de contrôle 2022, que « l'âge comptable est basé sur le patrimoine immobilisé, ce qui implique que les dates de mise en service des ouvrages sont justifiées au moment de l'immobilisation par les affaires générant les mises en service. Bien que la base comptable semble plus fiable, nous sommes conscients que la base comptable est susceptible de comporter des erreurs sur les réseaux les plus anciens.

Ces erreurs devraient se réduire au fur et à mesure des opérations de fiabilisation. En attendant, Enedis propose à l'AODE **d'afficher les âges comptables et techniques lors des prochaines conférences NOME.** »

Cependant, le rapport de la conférence NOME 2023 **n'a présenté les âges selon les deux sources**, comptables et techniques, **qu'avec l'ajout d'un commentaire du Concédant**.

Le Concessionnaire a présenté ses travaux au niveau national de fiabilisation des réseaux « fils nus » dans ses bases des données patrimoniales et son projet d'éradication des fils nus (PEFIN) au niveau local. Cependant, l'application locale du projet n'a pu être présentée lors de la mission de contrôle 2023.

Le Concédant réitère son souhait que le Concessionnaire présente ses travaux, prévus ou en cours, pour l'amélioration de la cohérence des bases technique et comptable, notamment sur le réseau BT daté de 1946 et la co-construction locale du PEFIN concernant le réseau BT aérien en fils nus.

Le calcul du taux d'incohérence par le Concédant

Le Concédant afin de mesurer finement la fiabilité des bases technique et comptable calcule **un taux d'incohérence** selon la méthode suivante :

- Les quantités techniques et comptables sont **quantifiées pour chaque triplet** « INSEE / année / catégorie d'ouvrages ou Élément Technique d'Inventaire (ETI) »,
- **La valeur absolue des différences** entre les quantités est calculée pour chaque triplet (écart absolu),
- **Le taux d'incohérence correspond au pourcentage d'écart absolu cumulé par rapport aux linéaires cumulés des bases comptable et technique.**

Les résultats du taux d'incohérence

Taux d'incohérence des canalisations sur la concession (rapporté à l'ensemble des bases comptable et technique)	2019	2020	2021	2022
Canalisations BT	41%	40%	39%	38%
Canalisations HTA	5%	5%	5%	5%

On observe une **stabilisation du taux d'incohérence entre les bases comptable et technique pour les ouvrages HTA** (5% depuis 2017) et **une baisse progressive pour les ouvrages BT** (38 % en 2022 contre 38 % en 2021). Le taux d'incohérence pour les **canalisations BT reste cependant important et très variable selon les technologies** (99 % d'écart pour le réseau BT aérien nu).

Lors de la précédente mission de contrôle, le Concessionnaire avait précisé que le prochain rapport de fiabilité (mission de contrôle 2023, données 2022) ferait état, notamment, des actions menées par le Concessionnaire sur la fiabilisation des bases relatives au réseau BT aérien en fils nus. Cependant, la synthèse établie dans le rapport et les données des fichiers transmis ne sont pas exploitables. Une réunion a été organisée le 19 avril 2024 afin d'apporter des explications sur ce dossier. Les résultats du PEFIN pour la Concession seront présentés dans le prochain rapport.

Il est à noter que l'arrêté du 10 février 2020 précise que : « dès que cela est possible, les biens couverts par l'inventaire disposent d'un **identifiant identique** dans chacun des fichiers transmis ». Cette disposition devrait à terme permettre une amélioration des taux d'incohérence.

14. BILAN DE LA PARTIE OUVRAGES

POINTS FORTS

- La diminution lente, mais régulière des linéaires de réseau dits « fragiles ». La proportion de réseaux fragiles est limitée.
- Au rythme de la dépose observée en 2022, la résorption :
  - du réseau BT aérien nu (valeur repère au contrat), pourrait être observée en 2 ans en domaine rural (2024 au lieu de 2026) et en 17 ans en domaine urbain (2039 au lieu de 2048) ;
  - du réseau HTA aérien à risque avéré PAC pourrait être observée en 15 ans (2037 au lieu de 2048), sur la base du nouveau stock établi sur les lignes HTA aériennes principales et secondaires ;
  - de 90% du linéaire de réseau HTA souterrain CPI (valeur repère au contrat) pourrait être observée en 6 ans (2028 au lieu de 2035).
- La convention relative à la cartographie à moyenne échelle des ouvrages du réseau public de distribution signée le 22 décembre 2022 a été mise en œuvre et les données transmises présentent désormais la localisation des réseaux BT souterrain CPI et CNP et HTA souterrain CPI.
- En termes de quantité à la maille de la concession, l'écart global relatif des linéaires de réseau entre les fichiers technique et comptable reste raisonnable, mais il ne reflète pas les écarts parfois très importants existants à des mailles plus fines et tenant compte de la localisation et de la datation des réseaux.
- En 2022, le linéaire de réseau BT daté de 1946 est en diminution de 9 % par rapport à 2021.

POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER

Points à surveiller en 2023 :

- Mentionner systématiquement les biais liés à l'utilisation des âges moyens des réseaux lorsqu'Enedis présente un âge moyen d'ouvrage issu d'une seule base ou présenter les âges issus des deux bases de données.
- Répondre à la demande du Concédant relative aux actions prévues ou en cours du Concessionnaire pour l'amélioration de la cohérence des bases technique et comptable, notamment la co-construction locale du projet d'éradication des fils nus (PEFIN) concernant le réseau BT aérien en fils nus et la complétude du rapport de fiabilité dans ce sens.

Points en attente en 2023 :

- Communiquer :
  - les linéaires et la localisation des réseaux concernés par le plan aléa climatique (PAC) à la maille communale,
  - le bilan des immeubles mis à disposition du Concessionnaire ,
  - les études techniques confortant ou non les durées d'usage des ouvrages (réseaux BT et HTA notamment) ;
  - les identifiants techniques des ouvrages permettant de les identifier dans l'ensemble des bases.
- Poursuivre les corrections des dates de mise en service du réseau BT arbitrairement établies à 1946.
- Vérifier l'exactitude des durées de vie technique des ouvrages compte tenu de la part d'ouvrages au contrat qui vont dépasser leur durée d'amortissement avant son terme.

IV - LA QUALITÉ DE FOURNITURE ET LA SÉCURITÉ

1. La qualité de fourniture

Les usagers appréhendent la qualité de l'électricité qui leur est distribuée au travers de **deux perturbations :**

- **Les variations trop importantes de la tension**, qui occasionnent des dysfonctionnements des appareils électriques (**variations de la tension nominale**).
- Les **coupures**, qui peuvent être dues à des travaux ou à des incidents sur le réseau électrique (**continuité de l'alimentation électrique**).

Dans le cadre de ce rapport, nous mesurons donc la **qualité de la tenue de tension et de la continuité de l'alimentation électrique et cela à plusieurs mailles**.

2. La qualité de la tenue de tension à la maille départementale

Un usager est considéré comme mal alimenté si sa tension d'alimentation (en basse ou haute tension), moyennée sur 10 minutes, **sort au moins une fois dans l'année des plages réglementaires (+/- 10 % de la valeur de la tension nominale**). Ainsi, un usager en monophasé (basse tension) est considéré comme mal alimenté en tenue de tension dès lors que la tension qui l'alimente n'est pas comprise entre 207 et 253 Volts (230 V +/- 10%).

L'article L322-12 du Code de l'Énergie précise que « les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en matière de qualité qui doivent être respectés par les gestionnaires des réseaux publics de distribution sont définis par voie réglementaire. Les niveaux de qualité peuvent être modulés par zone géographique ».

L'article D322-8 du Code de l'énergie renvoie à un arrêté du ministre de l'Énergie fixant les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en matière de continuité de l'alimentation électrique.

Le III de l'article 3 de l'arrêté du 24 décembre 2007 précise qu'en ce qui concerne la tenue globale de tension : « III. Lorsque la consolidation… fait ressortir… **un pourcentage d'utilisateurs mal alimentés qui excède 3%, le niveau de qualité du réseau public de distribution d'électricité est réputé non respecté.** […] ».

La tension globale de tension ne pouvant être techniquement mesurée pour chaque point de connexion, une méthode composée d'une évaluation statistique et d'une analyse locale est utilisée par le Concessionnaire.

L'évaluation statistique repose sur la modélisation dénommée « calcul ERABLE »[39]. Elle consiste en une estimation, à caractère probabiliste, de la tenue de la tension en tous points d'un réseau. Le caractère statistique de cette modélisation implique, au niveau d'un calcul individuel, un risque d'écart avec la réalité, fonction de la dispersion des comportements des utilisateurs par rapport à la moyenne.

Ce risque est d'autant plus grand que le nombre d'utilisateurs est faible.

Cette évaluation statistique s'appuie sur :

- une description fine du réseau avec ses caractéristiques propres,
- un modèle statistique d'estimation de charges électriques (via la localisation et la typologie des utilisateurs (profil de consommation) et les consommations des utilisateurs basse tension enregistrées par les compteurs d'énergie),
- un modèle de calcul d'états électriques, intégrant notamment les réglages de tension au niveau des transformateurs HTB/HTA (régleur en charge) et HTA/BT (prise à vide), des règles de foisonnement permettant d'agréger les puissances aux différents "étages" du réseau, etc.

[39] Anciennement « GDO SIG ».

Cette simulation tient compte des différentes contributions sur la tension, négatives ou positives, du poste source au branchement.

Les éléments constitutifs de l'évaluation statistique ont été modifiés à plusieurs reprises :

- pour les données 2010 (modification par Enedis du logiciel de simulation et mise en œuvre d'un nouveau plan de tension sur le réseau HTA) ;
- et pour les données 2018, 2019 et 2020.

Les évolutions de l'outil de calcul statistique en 2018, 2019 et 2020 concernent principalement :

- la prise en compte de la production BT et HTA (choix de prise de transformateur "optimisée" des postes HTA/BT, régleur en charge des postes HTB/HTA) ;
- l'amélioration continue des flux de télérelèves issus des **compteurs communicants** et des flux HTA (estimation des profils de charge plus fidèles aux conditions réelles) ;
- le rattachement des postes aux stations météorologiques de référence sur la base des recommandations de Météo-France.

Le Concessionnaire prévoit de futures évolutions du modèle de calcul afin de mieux modéliser les flux sur le réseau : mise à jour décennale du référentiel météo (historique des températures de référence), mises à jour des profils de consommation type, prise en compte du comportement des consommateurs atypiques (véhicules électriques, résidences secondaires).

Cette évaluation statistique est complétée par une analyse locale. Cette analyse locale a pour objet d'évaluer, plusieurs facteurs dits d'influence qui enrichissent l'évaluation statistique.

L'analyse locale conduit à affecter un indice local à chaque département. Lorsque cet indice local est supérieur à 8, le Concessionnaire s'engage à proposer, au 30 septembre de l'année suivant l'exercice considéré, un programme d'amélioration.

L'évaluation globale de la tenue de tension est fournie par Enedis au SDEC ÉNERGIE depuis les données 2013.

3. L'évaluation globale de la tenue de tension dans le département

Le nombre d'usagers mal alimentés est calculé par l'outil de modélisation « ÉRABLE »

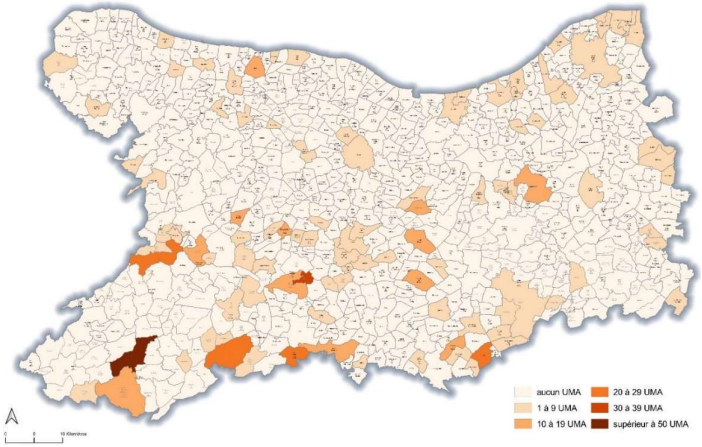
Indicateurs	Résultats 2022
Nb d'usagers BT au-delà des seuils	590
Nb d'usagers HTA au-delà des seuils	0
Nb total d'usagers au-delà des seuils	590
Pourcentage d'Usagers Mal Alimentés (UMA) en tenue de tension du département du Calvados	0,1 %
Pour mémoire : seuil réglementaire	*3%*
Indice local (total des points pondérés du département en tenant compte des facteurs d'influence)	1,95 point
Rang du département	12[40] *(94 étant le dernier rang)*
Nombre de départements classés en tenue de tension	*94*

En 2022, au titre de l'évaluation globale de la tenue de tension on comptabilise **590 usagers mal alimentés (UMA)**, tous usagers BT.

L'évaluation statistique conclut au fait que le nombre d'usagers mal alimentés en tenue de tension est de 0,1%.
Ce pourcentage est très inférieur au seuil réglementaire de 3 %.
Par ailleurs, l'analyse locale qui complète l'analyse statistique classe le **département du Calvados au 12e rang des départements disposant de la meilleure évaluation globale de la tenue de tension sur 94**.

En 2022 et comme les années précédentes, l'évaluation globale de la tenue de tension sur le département du Calvados est très satisfaisante.

Localisation des usagers mal alimentés en tenue de tension



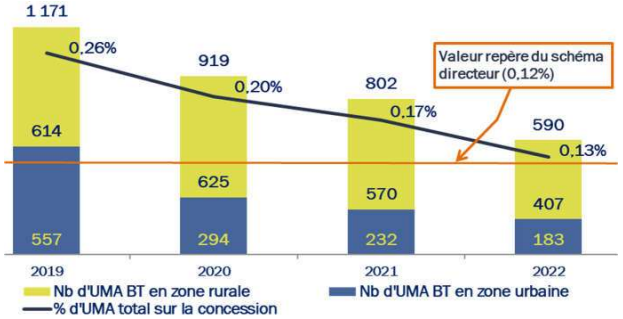
Cette carte fait apparaitre les communes où le nombre d'usagers mal alimentés en tenue de tension est le plus important. Il s'agit notamment de :

- Vire-Normandie (**Vire**),
- Le-Hom (**Thury-Harcourt**),
- Valdallière (**Vassy**), Saint-Denis-de-Méré, Souleuvre-en-Bocage (**Saint-Martin-des-Besaces**), Crocy,

En gras : les communes déjà dans les tranches supérieures pour ce critère en 2021.

[40] Une erreur s'est glissée dans la donnée indiquée dans le rapport de contrôle 2022. Pour l'année 2021, il fallait lire que le Calvados était au rang 13 (sur 94 départements classés) et non au rang 24.

4. L'évolution de l'évaluation globale de la tenue de tension dans le département



Comme évoqué ci-dessus, le Concessionnaire Enedis a modifié les paramètres de **l'évaluation statistique de la tenue globale de tension du réseau de distribution d'électricité en 2010 et annuellement de 2018 à 2020**.

Le Concédant constate que le nombre d'UMA a été fortement impacté par l'évolution des paramètres de calcul.

Le nombre d'UMA a été multiplié par 4,5 entre l'année 2017 et 2019 (260 UMA en 2017 et 1 171 UMA en 2019). Bien qu'il soit impossible de mesurer précisément l'impact de ces évolutions et celles liées aux évolutions conjoncturelles, **une décrue est amorcée depuis 2020** (- 248 UMA, - 117 UMA en 2021) **et poursuivie en 2022** (- 212 UMA).

L'une des valeurs repère du SDI inscrites au cahier des charges **prévoit que, chaque année**, le taux concessif d'UMA en tenue de tension doit être inférieur ou égal à celui de l'année 2015 soit **0,12%, à méthode de calcul inchangée**.

Le taux d'UMA de l'année 2022 est supérieur à ce seuil, mais la méthode de calcul utilisée pour le déterminer a évolué.

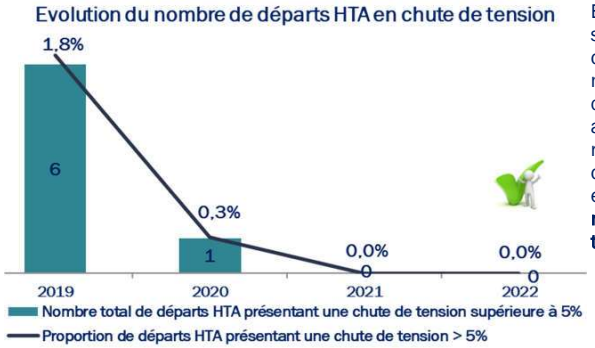
Pour mémoire, les parties se sont rapprochées en 2022 afin de fixer, d'un commun accord, un taux prenant en compte les évolutions de la méthode de calcul. Ainsi, l'avenant n°4 au contrat de concession, signé le 22 décembre 2022, **modifie la valeur repère inscrite au Schéma Directeur des Investissements** (SDI) : **chaque année**, le taux concessif d'UMA en tenue de tension doit **être inférieur ou égal à** celui de l'année 2021, soit **0,17%**. Les dispositions de cet avenant n°4 prennent effet au 1er janvier 2023.

5. Les départs en contrainte de tension

5.1 Les départs HTA

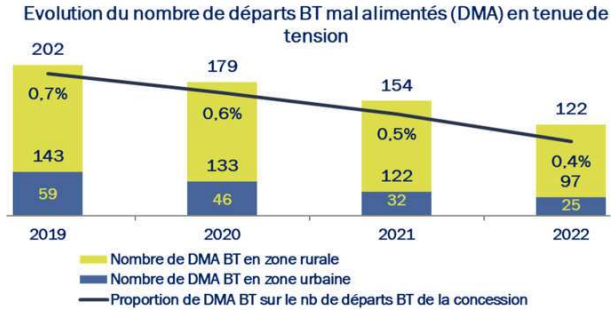
Les départs HTA sont en contrainte de tension lorsque la chute de tension dépasse **5%**.
Dans le cadre du calcul ERABLE, l'outil écrête la chute de tension sur le réseau HTA à 5% maximum. Le cas échéant, les départs basse tension mal alimentés du fait d'une chute de tension HTA trop importante ne sont donc pas détectés par cette méthode.

Les **départs BT mal alimentés (DMA)** sont des départs BT sur lesquels est rattaché au moins un usager mal alimenté (UMA) au regard de la tenue de tension au moyen du calcul ERABLE.



En 2022, comme en 2021, à la suite notamment de la création et de la mise en service fin 2020 d'un nouveau poste source sur la commune de Fontaine-Étoupefour avec 8 départs HTA et la restructuration du schéma d'exploitation qui s'en est suivi, il est constaté **qu'aucun départ HTA n'est recensé en une chute de tension supérieure à 5%**.

5.2 Les départs BT



122 départs BT sont dits « mal alimentés », en baisse de 21 % par rapport à 2021.

Le nombre de départs BT mal alimentés (DMA) est beaucoup plus important en zone rurale (80 %) qu'en zone urbaine (20 %) du fait de la plus grande densité du réseau dans cette dernière. En effet, en zone rurale, la structure du réseau BT est moins dense et les départs sont souvent de plus grandes longueurs et donc susceptibles de subir des chutes de tension.

Ainsi, 0,7 % des départs BT en zone rurale et 0,2 % des départs BT en zone urbaine sont mal alimentés.

En moyenne sur la concession, 0,4 % des départs BT sont mal alimentés.

Du fait de l'écrêtage de la chute de tension sur le réseau HTA à 5% dans le cadre de l'évaluation statistique des UMA, les UMA dont la levée de contrainte passe par une opération sur le réseau HTA ne sont pas détectés par le modèle.

Le nombre d'UMA communiqué par le Concessionnaire est donc potentiellement sous-estimé lorsque des départs HTA présentent des chutes de tension supérieures à 5%.

Pour rappel, le pouvoir réglementaire tient compte du caractère imparfait du calcul statistique en intégrant un facteur d'influence venant pondérer le nombre d'UMA (nombre de postes de transformation au droit desquels la chute de tension est > 5 %).

6. La qualité de la continuité d'alimentation

La continuité d'alimentation électrique perçue par l'usager s'évalue en fonction du nombre et de la durée des coupures qu'il subit.

Elle se mesure par :
- le nombre de coupures longues (+ de 3 min),
- le nombre de coupures brèves (entre 1 s et 3 min),
- le nombre de coupures très brèves (inférieures à 1 s),
- la durée cumulée maximale de coupures longues,
- la durée cumulée moyenne de coupures longues.

Pour certains de ces critères, **des objectifs sont définis** dans le cahier des charges de concession et par le Code de l'énergie aux articles D322-1 à D322-10 (anciennement décret « qualité »).

Au-delà de la valeur de référence définie, un usager est considéré comme « mal alimenté au regard de la continuité de fourniture ».

Le Code de l'énergie dispose que le niveau global de continuité d'alimentation électrique n'est pas respecté si le pourcentage de clients mal alimentés dépasse **5% sur le département considéré**.

Les coupures brèves et très brèves sont dues au réseau de transport et au réseau de distribution HTA, elles sont toujours accidentelles.

Les coupures longues sont dues au réseau de transport, aux postes source, au réseau de distribution HTA, au réseau de distribution BT, aux postes de transformation HTA/BT et peuvent être provoquées, soit par l'exploitant du réseau pour **des travaux**, soit par **des incidents**.

7. L'évaluation globale de la continuité d'alimentation dans le département

Indicateurs	Résultats 2022
Nb d'usagers BT au-delà des seuils	3 655
Nb d'usagers HTA au-delà des seuils	14
Nb total d'usagers au-delà des seuils	3 669
Pourcentage d'UMA	**0,8%**
Pour mémoire : seuil réglementaire	*5%*

Le Code de l'énergie dispose que le niveau global de continuité d'alimentation électrique n'est pas respecté **si le pourcentage de clients mal alimentés dépasse 5% sur le département considéré.**

Sont considérés comme mal alimentés dans le cadre de cette évaluation globale de la continuité, les usagers ayant subi :
- soit plus de 6 coupures longues,
- soit plus de 13 heures de coupures longues cumulées,
- soit plus de 35 coupures brèves.

En 2022, on comptabilise **3 669 usagers mal alimentés en continuité d'alimentation** qui représentent **0,8 % des usagers de la concession.**

3 655 de ces usagers sont des usagers BT et 14 usagers HTA.

Même si ces chiffres sont nettement supérieurs à ceux observés en 2021, ce résultat **est très inférieur** au seuil réglementaire de 5 %. **Le département est classé au 35e rang des 94 départements métropolitains en 2022**.

8. L'évolution de l'évaluation globale de la continuité d'alimentation

Évolution du nombre d'UMA en dépassement de chacun des seuils au regard de la continuité

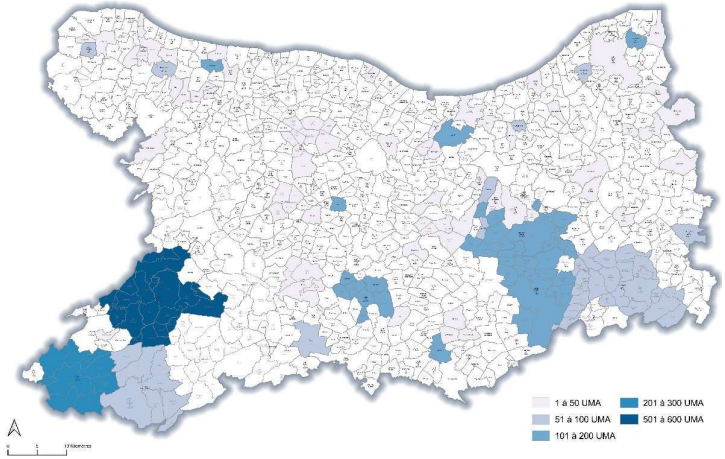
Sur le périmètre du département en 2022 :
- **138** usagers ont subi **plus de 6 coupures longues** (62 en 2021),
- **3 669 usagers** ont subi **plus de 13 heures** de coupures longues cumulées (735 en 2021),
- **aucun usager** n'a subi **plus de 35 coupures brèves** depuis 2017.

Le nombre d'usagers mal alimentés en continuité d'alimentation a fortement augmenté, passant de 797 à 3 669. Il reste inférieur aux nombres d'UMA des années 2019 et 2020 et est équivalent à celui des années 2017 et 2018. Le résultat de l'année 2021 est le plus bas enregistré depuis 2011.

Après avoir diminué en 2020 et 2021, **le pourcentage d'usagers mal alimentés augmente,** passant de 0,17 % en 2021 à 0,80 % en 2022, retrouvant le niveau des années 2017 et 2018.

La valeur repère inscrite au SDI pour le taux moyen d'usagers mal-alimentés en continuité d'alimentation est de 1,5% maximum **sur la durée d'un PPI. Les valeurs annuelles obtenues en 2019 (1,2%), 2020 (1,1%), 2021 (0,17%) et 2022 (0,80 %) sont inférieures à ce seuil, tout comme le taux moyen pour la chronique 2018-2021 calculé par Enedis (0,9 %).**
Le taux pour la chronique 2019-2022 n'a pas été communiqué.

Localisation des usagers mal alimentés en continuité d'alimentation à la maille communale



Cette carte fait apparaitre les communes où le nombre d'usagers mal alimentés en continuité est le plus important, par fourchette de nombre d'UMA. Il s'agit notamment des communes suivantes : Souleuvre-en-Bocage, Maisons, Noues-de-Siennes, Vieux, Espins, Moulines, Cesny-les-Sources, Falaise, Bavent, Gonneville-sur-Honfleur, Mézidon-Vallée-d'Auge, Saint-Pierre-en-Auge…
Aucune de ces communes n'était dans la tranche supérieure pour ce critère en 2021.

9. La continuité d'alimentation : le critère B

9.1 L'évolution des critères B TCC et HIX

Pour un usager alimenté en basse tension, la continuité de fourniture est suivie par le **critère B**. Le critère B correspond au temps, exprimé en minutes, de l'interruption annuelle moyenne de fourniture pour l'ensemble des usagers BT de la concession. Il prend en compte les interruptions dues aux incidents, mais également aux travaux réalisés sur le réseau. Il peut être décliné également par nature de réseaux : RTE, PS, HTA et BT.

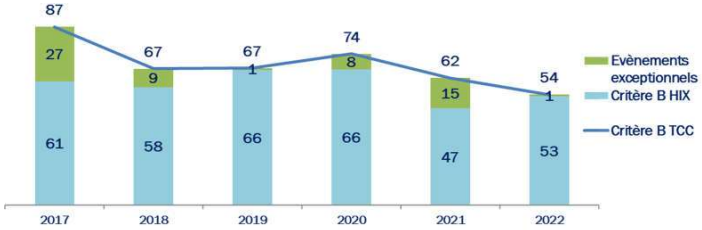
Le critère B permet principalement de mettre en évidence la sensibilité des réseaux aux défaillances et aux agressions extérieures ainsi que la réactivité déployée par le Concessionnaire pour réalimenter les usagers coupés (notamment via les organes de manœuvre permettant de tronçonner le réseau et de passer en schéma d'exploitation de secours) et pour réparer les dégâts sur le réseau.

Le critère B est dit « toutes causes confondues » (TCC) lorsqu'il comptabilise les incidents exceptionnels et « hors évènements exceptionnels » (HIX) lorsqu'il est calculé sans ces évènements.

Sont considérés comme des évènements exceptionnels :

- 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.

Évolution des critères B TCC et HIX à la maille de la concession en minutes



En 2022, le critère B TCC s'établit à **54 minutes en diminution de 8 minutes par rapport à 2021 (-13%)**.

Cette évolution est liée à une durée **beaucoup plus courte du temps de coupure lié aux évènements exceptionnels** (- 14 min), compensée en partie par une durée **plus longue du temps de coupure hors évènements exceptionnels** (+ 6 min).

Sur le territoire de la Concession, l'année 2022 a été marquée par un seul aléa climatique exceptionnel : la tempête Eunice des 18 et 19 février.

9.2 La décomposition du critère B HIX

Évolution de la décomposition du critère B HIX en minutes

En 2022, le critère B HIX s'établit à 53 minutes, il est supérieur à celui de 2021 (+ 12 %).

La part des incidents sur le réseau HTA est toujours prépondérante dans la décomposition du critère B. Pour 2022, les incidents sur le réseau HTA contribuent à plus de la moitié du critère B HIX de la concession (51 %). Cela représente une augmentation entre 2022 et 2021 d'environ 6 min du temps de coupure moyen dû aux incidents HTA.

Le critère B HIX est imputé aux coupures liées aux incidents pour 35 min et liées aux travaux pour 18 min.

Afin de diminuer le temps de coupures, les deux maîtres d'ouvrage se sont engagés, dans le cadre du nouveau cahier des charges, à déployer un certain nombre d'actions à différentes échéances telles que **résorber les réseaux les plus fragiles**.

Pour des raisons de sécurité, les travaux réalisés sur les réseaux HTA et BT se font majoritairement hors tension. Ceci entraine des coupures longues d'alimentation électrique chez les usagers. Afin de **limiter les conséquences de ces coupures**, des moyens de réalimentation provisoires peuvent être mis en place. Dans ce contexte, le SDEC ÉNERGIE a signé une convention avec Enedis pour que le Concessionnaire, notamment, mette en place des groupes électrogènes sur le terrain en cas d'interventions longues.

Le temps moyen de coupure dû aux travaux, après avoir diminué de 2018 à 2020, augmente depuis 2021 :

Décomposition du critère B HIX travaux en min	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
travaux RTE	0	0	0	0	0	0	0	0,01	0	0	0	0	0
travaux PS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,01	0	0
travaux HTA	21,9	16,0	9,3	14,9	11,4	11,7	15,4	12,2	10,0	8,7	9,9	8,5	10,2
travaux BT	7,6	5,4	4,3	5,4	6,0	6,4	5,8	7,4	6,3	6,3	5,2	8,5	7,9
Total travaux	**29,5**	**21,4**	**13,6**	**20,3**	**17,3**	**18,1**	**21,2**	**19,6**	**16,3**	**15,1**	**15,1**	**17,0**	**18,1**

Le critère B HIX hors RTE est une valeur repère inscrite dans le cahier des charges de concession. L'objectif est d'atteindre une valeur moyennée au cours du dernier PPI de **57 minutes maximum** (hors évènements exceptionnels).

La valeur moyenne du critère B à atteindre en 2022, à la fin du 1er PPI, est de **70 min**. Les critères B HIX hors RTE annuel de 2019 (66 min), 2020 (66 min), 2021 (45 min) et 2022 (53 min) sont inférieurs à ce seuil. **Le critère B HIX hors RTE moyen sur la chronique 2019-2022 calculé par le Concessionnaire est de 58 min. L'objectif de fin de 1er PPI est donc atteint.**

Avec 58 minutes, le critère B HIX hors RTE concessif moyen 2019-2022 est en deçà de – 17 % 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-Étoupefour).

9.3 Le critère B HIX climatique

Évolution de la décomposition du critère B HIX hors RTE climatique en minutes

Le critère B HIX présente des variations assez fortes, notamment lors de la survenue d'évènements climatiques **considérés comme non exceptionnels**.

Ainsi, en 2022, un incident climatique non exceptionnel a eu une incidence marquée sur le critère B : les incidents sur le réseau de distribution publique d'électricité liés à l'épisode orageux du 15 mai, avec de nombreux impacts de foudres et rafales de vents violents accompagnant les cellules orageuses, ont produit près de 3 minutes du critère B du Calvados.

Sur la chronique 2019-2022, la **part climatique représente 31 % du B TCC et 25 % du B HIX hors RTE** de la concession (contre respectivement 42% et 34% sur la chronique 2011-2015 qui intègre l'année 2013).

La part due aux aléas climatiques non exceptionnels dans le critère B HIX hors RTE a augmenté en 2022 et s'établit à 22% (contre 11 % en 2021).
La part due aux aléas climatiques non exceptionnels dans le critère B HIX hors RTE en 2021 est la plus faible observée depuis 2013. Le Concessionnaire souligne, lors de la mission de contrôle 2023, que l'année 2021 a été une année anachronique en matière climatique.
La part due aux aléas climatiques non exceptionnels dans le critère B HIX hors RTE de 2022 correspond à celle de 2014.

Lors d'exercices relativement cléments du point de vue météorologique, le critère B HIX s'établit autour de 55 minutes.

La part climatique du critère B est principalement reliée au siège des incidents HTA. Ce constat amène donc à souligner **l'enjeu de la sécurisation des lignes HTA aux aléas climatiques.**

En minutes	2019	2020	2021	2022
Critère B HIX hors RTE	66	66	45	53
Critère B HIX hors RTE hors climatique	44	48	40	41
Critère B HIX climatique	22	18	5	12
Part du critère B HIX climatique / Critère B HIX hors RTE	34%	28%	11%	22%

Il est difficile de tirer des conclusions de la comparaison de ces chroniques qui ne sont pas identiques sur le plan climatique. La complétude de cette analyse sera à mener après un retour d'expérience plus long.

9.4 Le critère B HIX et TCC par zone au titre du CAS FACE

L'analyse du critère B au niveau de la concession permet d'avoir une vision d'ensemble de la continuité de fourniture, mais ne permet pas d'observer les écarts entre les différentes communes du territoire ni les écarts entre les zones urbaines et les zones rurales.

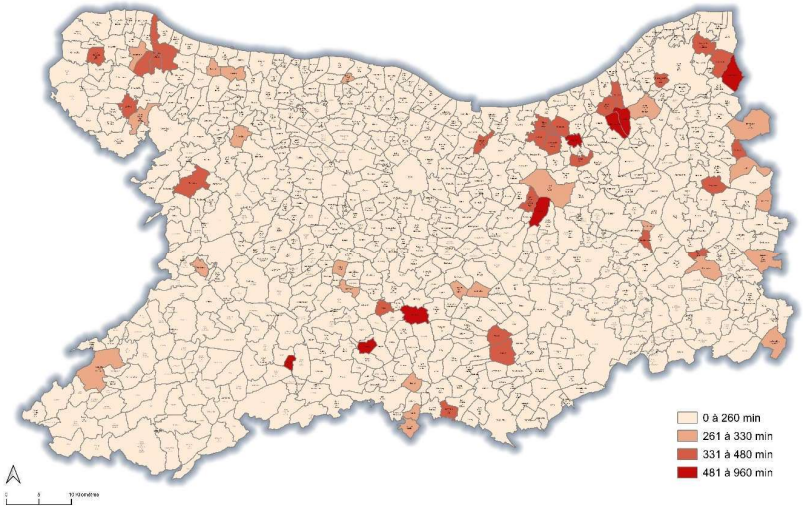
Le critère B pour l'ensemble des communes rurales ou urbaines au titre du FACE au titre de l'exercice est le suivant :

Critère B 2022 en min	TCC	HIX	Proportion d'usagers des postes HTA/BT
Communes rurales	115	114	31%
Communes urbaines	27	26	69%
Concession	54	53	100%
Ratio critère B rural/urbain	**4,2**	**4,4**	

Il est à noter que le critère B en zone rurale est 4 fois supérieur à ce même critère en zone urbaine. 31 % des usagers de la concession résident en zone rurale en 2022.

Compte tenu de l'écart important entre les territoires, ce critère va faire l'objet d'un suivi lors des exercices ultérieurs.

10. Le critère B HIX moyen 2019-2022 communal



Cette carte fait apparaitre les communes où le critère B HIX hors RTE moyen sur la chronique 2019-2022 est le plus important par fourchette.
Il s'agit notamment des communes suivantes : **Périgny**, **Combray**, Moulines, Cléville, Angerville, **Bourgeauville**, **Glanville**, **Quetteville**…
En gras : les communes déjà dans la tranche supérieure pour le critère B HIX hors RTE moyen 2018-2021.

Le schéma directeur prévoit que :

- 80 % des communes de la concession aient un critère B HIX hors RTE moyen sur la durée du dernier PPI inférieur à 182 minutes ;
- la décroissance de la fourchette haute du critère B HIX hors RTE soit linéaire entre la valeur de départ (260 min) et la valeur cible (182 min). Cela donne une décroissance de 2,6 min par an ou 10,4 min par PPI.

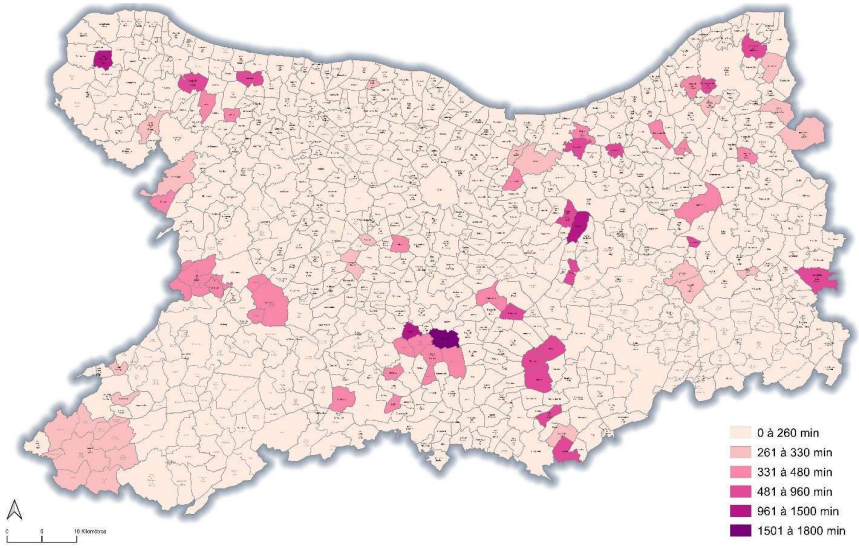
Pour mémoire, les données communiquées par Enedis sont désormais calculées à la maille des communes nouvelles.

Suivant la trajectoire fixée par le schéma directeur, 80 % des communes (soit 422 communes actuelles) devraient être en dessous de 253 min de coupure en 2022, correspondant à la fin du 1er PPI.

Sur la moyenne 2019-2022, 80% des communes de la concession ont un critère 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.

11. Le critère B HIX hors RTE communal 2022

Depuis les données 2020, le Concessionnaire communique le critère B annuel et sa décomposition (TCC, incidents, travaux, climatique, HIX, etc.) à la maille communale (commune nouvelle) et au dixième de minute (requête CF-017).



Cette carte fait apparaitre les communes où le critère B HIX hors RTE 2022 est le plus important. Il s'agit notamment des communes suivantes : Moulines, **Espins**, Cléville, Saint-Germain-du-Pert, Mandeville-en-Bessin, Maisons, Gonneville-sur-Honfleur, Englesqueville-en-Auge, **Brucourt**, Saint-Ouen-du-Mesnil-Oger, La Boissière, Courtonne-les-Deux-Églises…
En gras : les communes déjà dans la tranche supérieure pour le critère B HIX hors RTE 2021.

Ces données font apparaitre que le critère B HIX hors RTE atteint plus de 945 minutes pour 5 communes (plus de 600 minutes en 2021 et plus de 1 000 minutes en 2020).

290 communes disposent d'un critère B HIX hors RTE supérieur à 53 minutes (critère B HIX hors RTE de la concession), soit 124 250 usagers BT, soit 26 % des usagers BT de la concession. Cette proportion est un peu moindre qu'en 2021 et 2020 (28%).

La pertinence de ces données en l'absence de chroniques plus longues est limitée. Elle sera à conforter dans les prochaines missions de contrôle.

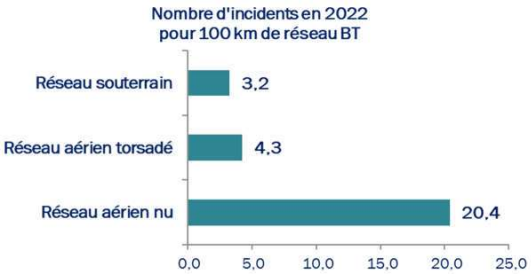
12. La continuité d'alimentation : les taux d'incidents sur les réseaux HTA et BT

Le réseau HTA est composé majoritairement (53 %) en technique aérienne. Les câbles utilisés sont essentiellement en fils nus dont certains sont de faibles sections (CU ≤ 14 mm², autres matières (AL et AM) ≤ 22 mm²). Le réseau HTA aérien nu de faible section représente 0,8 % du réseau HTA total et 1,4 % du réseau HTA aérien.

Selon les années, le taux incident réseau HTA aérien nu de faible section est 3 à 6 fois supérieur à celui de l'ensemble du réseau HTA aérien nu et 4 à 17 fois supérieur à celui du réseau HTA souterrain.

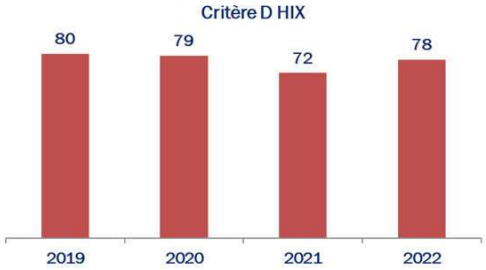
Face à la fragilité de ce type de réseau, Enedis, principal maître d'ouvrage sur la HTA, réalise régulièrement des travaux pour supprimer ce type de réseau. Entre 2021 et 2022, le stock de réseau HTA aérien de faible section a diminué de 12 %.

Il a été constaté depuis plusieurs années que le réseau BT en fils nus subit 4 à 5 fois plus d'incidents que le réseau aérien torsadé.
Compte tenu de ce caractère incidentogène, le SDEC ÉNERGIE s'est engagé à résorber à court terme, le réseau BT en fils nus en zone rurale.



Ainsi, le schéma directeur prévoit la suppression de ce réseau au terme du second PPI pour les communes rurales où il est le principal maître d'ouvrage**. Enedis a prévu une résorption de ce réseau en zone urbaine au terme du contrat de concession.**

13. La continuité d'alimentation : critères D et M



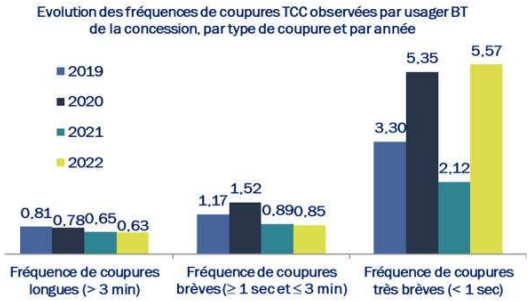
Le critère D est un indicateur qui mesure les temps de réalimentation de l'intégralité des clients coupés d'un départ à la suite d'incidents HTA. Le Concessionnaire précise que "le critère D n'est calculé qu'en HIX. [...] ce calcul se fait en régime normal d'exploitation."

Après une diminution entre 2020 et 2021 (- 9 %), le critère D HIX augmente en 2022 et retrouve le niveau de 2020. Il reste important au regard de celui des années 2015, 2017 et 2018 (39 minutes). **Les niveaux atteints au cours des quatre derniers exercices semblent trop importants.**

Le critère M est la durée moyenne annuelle d'interruption pondérée par la puissance souscrite (vue par un usager alimenté directement par le réseau HTA).

Après une valeur du critère M basse en 2018, 2019 et 2021, on observe une hausse en 2022. Ce critère a augmenté de 69 % par rapport à 2021.

14. Les fréquences de coupures



La fréquence de coupure est le nombre moyen de coupures perçu par usager de la concession par type de coupures. Elle se décline pour les coupures longues, brèves et très brèves.
Pour les usagers BT :

- La fréquence de coupures longues reste stable depuis plusieurs années, avec une baisse pour la deuxième année consécutive (- 3 % en 2022).
- La fréquence de coupures brèves baisse également pour la deuxième année consécutive (- 4 % par rapport à 2021). Elle est à sa valeur la plus faible depuis 2011 (0,85).
- La fréquence de coupures très brèves est beaucoup plus variable selon les années. Après avoir diminué fortement en 2021, elle augmente fortement par rapport à l'année précédente (+ 163 %) pour atteindre 5,57.

15. Le suivi des valeurs repères : résultats intermédiaires au terme de l'exercice 2022

Le Schéma Directeur des Investissements (SDI) définit, en lien avec les enjeux et les ambitions identifiées par l'Autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution, les valeurs repères à atteindre. Ces valeurs repères ont des échéances diverses et doivent généralement suivre une progression linéaire.

Comme chaque année depuis la signature du contrat de concession, le Concédant établit un point d'étape de l'avancement des valeurs repères inscrites au SDI. Les tableaux ci-après présentent ces résultats, dont certains sont détaillés dans l'annexe 2A4-1 du contrat de concession « actualisation du diagnostic technique du SDI » réalisée en 2022.

Lors de l'élaboration du diagnostic actualisé, 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 ont fait le choix, d'un commun accord, d'utiliser la chronique 2018-2021 pour mesurer les évolutions constatées au terme du PPI 2019-2022.

Certains résultats ont été actualisés pour la chronique 2019-2022.

Ambitions	Nature des valeurs repères	Valeurs de départ	Valeurs cibles (objectifs)	Trajectoires à suivre (objectifs intermédiaires)	Échéances	Résultats
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**	0,12%	≤ 0,12%	Chaque année ≤ 0,12%	Chaque année	Taux 2018 = 0,17% Taux 2019 = 0,26% Taux 2020 = 0,20% Taux 2021 = 0,17% Taux 2022 = 0,13% ->**Objectif annuel non atteint, mais changement de méthode depuis 2018 => valeur repère revue en décembre 2022** : « Chaque année, le taux concessif d'UMA en tenue de tension doit être inférieur ou égal à celui de l'année 2021. » Ce changement est applicable pour les données à compter du 1er janvier 2023.
	Taux annuel d'usagers mal alimentés (UMA) en continuité d'alimentation à la maille de la concession	1,5%	Moyenne sur 4 ans ≤ 1,5% au terme du contrat	À chaque PPI ≤ 1,5%	À chaque PPI et au terme du contrat	Taux concessif moyen 2018-2021 = 0,9% **-> Objectif de fin de 1er PPI atteint.** **Le taux concessif moyen pour la chronique 2019-2022 n'a pas été communiqué.**

Ambitions	Nature des valeurs repères	Valeurs de départ	Valeurs cibles (objectifs)	Trajectoires à suivre (objectifs intermédiaires)	Échéances	Résultats
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 minutes	Moyenne sur 4 ans < 57 minutes au terme du contrat	À chaque PPI : décroissance linéaire	À chaque PPI et au terme du contrat	Critère B HIX hors RTE moyen 2019-2022 concessif = **58 min** ->**Objectif de fin de 1er PPI atteint** (70 min).
	Critère B HIX hors RTE (80% des communes de la concession)	80% des communes avec critère B moyen 2012/2016 < 263 minutes[41]	80% des communes avec critère B moyen < 184 minutes sur le dernier PPI [22]	Décroissance linéaire	Au terme du contrat	80% des communes de la concession ont un critère B HIX hors RTE moyen 2019-2022 ≤ 211min, soit **une réduction de près de 20%** de la borne supérieure de l'intervalle ou – 52 minutes. **-> Objectif de fin de 1er PPI atteint**
	Critère B HIX hors RTE (80% des communes des 3 ZQP)	80 % des communes avec critère B moyen 2011/2017 <366 minutes[22]	80 % des communes avec critère B moyen < 329 minutes sur le dernier PPI[22]		Au terme de la convention (2022)	80% des communes en ZQP ont un critère B HIX hors RTE moyen 2019-2022 < 290 min, soit **une réduction de 21%** (- 76 min) de la borne supérieure de l'intervalle. **-> Objectif de fin de convention (1er PPI) atteint**

[41] Calcul mis à jour à la maille des communes nouvelles.

Ambitions	Nature des valeurs repères	Valeurs de départ	Valeurs cibles (objectifs)	Trajectoires à suivre (objectifs intermédiaires)	Échéances	Résultats
Améliorer la qualité de l'électricité en matière de continuité et de tenue de tension	**Longueur de réseau HTA souterrain CPI**	183 km	Réduction de 90% du stock de 2017 (soit stock résiduel de 18,3 km)		Au terme du 4e PPI (2035)	2022 : 136 km (réduction du stock de 2017 de 48 km, soit près de - 26 %) **-> Trajectoire suivie** : au rythme de dépose 2018-2022 (- 48 km), la valeur cible pourrait être observée au terme du 4e PPI.
	Longueur de réseau BT aérien en fils nus en zone rurale traités par renforcement, renouvellement, sécurisation et effacement	381 km à fin 2016	0	Suppression la plus régulière possible d'un PPI à l'autre	Au terme du 2e PPI (2026)	2018 : 242 km (-139 km) 2019 : 183 km (-58 km) 2020 : 132 km (-52 km) 2021 : 86 km (-46 km) 2022 : 59 km (-27 km) Soit – 183 km pendant le 1er PPI **-> Trajectoire suivie**
	Longueur de réseau BT aérien en fils nus en zone urbaine traités par renforcement, renouvellement, sécurisation et effacement	432 km fin 2016	0	Suppression la plus régulière possible d'un PPI à l'autre	30 ans	2018 : 407 km (-25 km) 2019 : 387 km (-20 km) 2020 : 372 km (-15 km) 2021 : 352 km (-20 km) 2022 : 333 km (-19 km) Soit – 74 km pendant le 1er PPI **-> Trajectoire suivie**
Favoriser la transition énergétique	**Transformateurs HTA/BT à traiter dans le cadre de la réglementation relative au PCB.**	280 postes à traiter	0	- 49 transformateurs traités à fin 2019, - 231 transformateurs traités à fin 2025 : le traitement de ces postes doit intervenir régulièrement chaque année.	Fin 2019 Fin 2025	17 transformateurs HTA/BT pollués remplacés en 2022 113 en stock Au rythme moyen de dépose observé sur la chronique 2019-2022, la suppression du stock pourrait être atteinte à l'échéance (mais pas au rythme de dépose de l'année 2022). **-> Trajectoire suivie**

Ambitions	Nature des valeurs repères	Valeurs de départ	Valeurs cibles (objectifs)	Trajectoires à suivre (objectifs intermédiaires)	Échéances	Résultats
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**	0 % des 189 postes HTA-BT identifiés	25 %		Au terme du 2e PPI (2026)	14 % (26 postes équipés) **-> Trajectoire suivie**
	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	0 % des 55 postes HTA-BT identifiés	90 %		Au terme du 3e PPI (2030)	45 % (25 postes sécurisés) **-> Trajectoire suivie**
	Kilomètres de réseau HTA aérien en risque avéré dans le cadre du PAC	75 km	0 km		Au terme du dernier PPI	2018 : 65 km (- 10 km) 2019 : 57 km (- 8 km) 2020 : 52 km (- 4 km) 2021 : 272 km (+ 219 km) 2022 : 255 km (- 17 km) Au rythme de dépose de l'année 2022, la suppression du stock pourrait être atteinte en 2037. **-> Trajectoire suivie**
	Taux de souterrain BT des communes rurales en zone littorale de vent supérieure à 170 km/h	54%	70%	Augmentation régulière	Au terme du 6e PPI	2019 : 59 % 2020 : 60 % 2021 : 62 % 2022 : 63 % **-> Trajectoire suivie**

Concernant l'évolution des valeurs repères, les résultats intermédiaires obtenus sont conformes aux attentes pour 12 d'entre elles sur 13 (contre 11 en 2021) et 1 est en deçà des attentes.

Pour mémoire, par avenant à la convention de concession, signé le 22 décembre 2022, le Concessionnaire et le Concédant ont convenu de la nécessité de faire évoluer des valeurs repères au SDI relatives :

- au taux concessif d'UMA en tenue de tension. Ainsi, « Chaque année, le taux concessif d'UMA en tenue de tension doit être inférieur ou égal à celui de l'année 2021 (au lieu de celui de l'année 2015). » ;
- au taux de souterrain du réseau BT des communes en zone de vent supérieur à 170 km/h (au lieu du taux des seules communes rurales) ;
- au critère M : « 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. »

16. BILAN DE LA PARTIE QUALITÉ

POINTS FORTS

- Critères de qualité globale de l'électricité distribuée à la maille départementale très inférieurs aux seuils réglementaires, en tenue de tension comme en continuité.
- Concernant l'évolution des valeurs repères, les résultats intermédiaires obtenus sont conformes aux attentes pour 12 d'entre elles sur 13.
- La mise à jour de la plupart des valeurs repères inscrites au schéma directeur des investissements.
- La faible proportion de départs BT mal alimentés (0,4%).
- Le maintien de la disparition des départs HTA présentant une chute de tension > 5%.

POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER

Points à surveiller en 2023 :

- Concernant l'évolution des valeurs repères, les résultats intermédiaires obtenus sont en deçà des attentes pour 1 d'entre elles sur 13.
- Diminuer la sensibilité du réseau de distribution d'électricité aux évènements climatiques.
- Le temps moyen de coupure dû aux travaux.
- L'évolution du critère B en zone rurale au titre du FACE

Points en attente en 2023 :

- La communication de la valeur repère du taux annuel d'usagers mal alimentés (UMA) en continuité d'alimentation à la maille de la concession moyenné sur la chronique 2019-2022 (fin du 1er PPI).

V - LA COMPTABILITÉ ET LES FINANCES

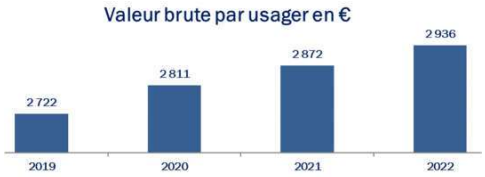
1. La valeur brute des ouvrages : montant et évolution

La valeur brute des ouvrages concédés est estimée à **1 390 830 k€ (1 391 M€).** La valorisation du patrimoine concessif augmente de **3,4 %** par rapport à 2021.

Cette augmentation est semblable à la variation moyenne observée entre 2013 et 2022 (3,7 %). **Ceci traduit un rythme d'investissements marquant et soutenu dans le temps.**

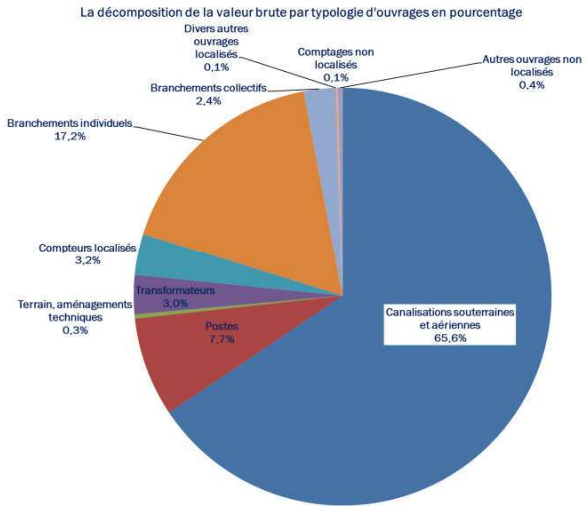
La valeur brute du patrimoine concessif ramenée au nombre d'usagers a, quant à elle, progressé de près de **2,3 %** en 2022. Cette augmentation est semblable à la variation moyenne observée entre 2013 et 2022 (2,6 %).

Elle atteint en 2022, **2 936 €/usagers**. Selon l'auditeur du Concédant, la moyenne nationale 2022 s'établit à **3 000€/usagers**.



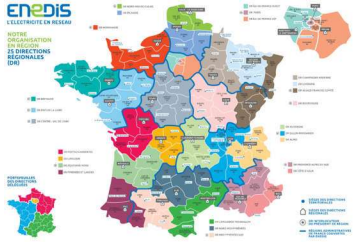
2. La décomposition de la valeur brute par typologie d'ouvrages

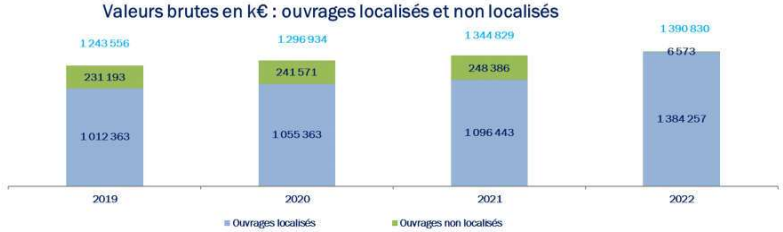
Les ouvrages concédés sont composés majoritairement de canalisations (65,6%).



Valeur brute par typologie d'ouvrages en k€	2019	2020	2021	2022	Part des ouvrages localisés et non localisés
Ouvrages localisés	**1 012 363**	**1 055 363**	**1 096 443**	**1 384 257**	
Canalisations souterraines et aériennes	822 466	848 715	878 505	912 278	65,9%
Postes	97 944	101 007	104 132	106 593	7,7%
Terrain, aménagements techniques	3 721	3 808	4 000	4 386	0,3%
Transformateurs	39 786	40 140	40 976	42 126	3,0%
Compteurs (y compris les disjoncteurs)	22 450	29 087	36 228	44 577	3,2%
Branchements individuels				239 126	17,3%
Branchements collectifs	24 737	31 258	31 058	33 426	2,4%
Divers autres ouvrages localisés	1 261	1 349	1 544	1 746	0,1%
Ouvrages non localisés	**231 193**	**241 571**	**248 386**	**6 573**	
Transformateurs	0	0	57		
Branchements	203 104	213 767	222 140		
Comptages	23 350	22 512	21 023	1 237	18,8%
Autres ouvrages non localisés	4 739	5 291	5 166	5 336	81,2%
Total	**1 243 556**	**1 296 934**	**1 344 829**	**1 390 830**	

Le patrimoine concessif est composé de biens dits localisés et de biens non localisés. Ces derniers sont gérés globalement, généralement à la maille de régions du distributeur, sans identifiant géographique ni suivi quantitatif à la maille de la concession. Ces ouvrages sont affectés à la concession au moyen de clés de répartition.





En valeur brute 95,5 % des ouvrages sont localisés, en progression de plus de 13 points par rapport à l'exercice précédent. Cette forte évolution est liée à la localisation des ouvrages de branchement individuels et des disjoncteurs en 2022. Parmi les ouvrages localisés, on retrouve :

- Les canalisations qui représentent un peu moins de 66 % de la valeur brute des ouvrages localisés ;
- Les postes HTA-BT qui représentent un peu moins de 8 % de la valeur brute des ouvrages localisés ;
- Les transformateurs qui représentent 3 % de la valeur brute des ouvrages localisés ;
- Les compteurs localisés qui représentent plus de 3 % de la valeur brute des ouvrages localisés - les colonnes montantes ou branchements collectifs : ces ouvrages représentent un peu plus de 2 % de la valeur brute des ouvrages localisés ;
- Les branchements individuels : ces ouvrages présentent plus de 17 % de la valeur brute des ouvrages localisés.

Parmi les ouvrages non localisés, on retrouve :

- Les autres ouvrages de comptage qui représentent un peu moins de 19 % de la valeur brute des ouvrages non localisés,
- Les autres ouvrages non localisés qui représentent un peu plus de 81 % de la valeur brute des ouvrages non localisés.

Les ouvrages non localisés ne représentent plus que 0,5 % du patrimoine.

Cette part des ouvrages non localisés dans le patrimoine concessif diminue depuis 2015, à la suite de la localisation des transformateurs, des colonnes montantes, des compteurs « marché d'affaires », de la pose du compteur Linky et de la localisation en 2022 des branchements individuels et des disjoncteurs.

C'est une amélioration notable puisque :

- **la part du patrimoine de chaque commune est connue plus précisément,**
- **ceci permet de construire une vision prospective du patrimoine**,

Il est à noter que l'inventaire communiqué ne porte que **sur les biens de retour** et que le Concédant sollicite de manière récurrente la production d'un inventaire présentant les valeurs comptables des biens de reprise et des biens propres.

3. Zoom sur la localisation des ouvrages

Enedis procède à la localisation de plusieurs types d'ouvrages non localisés depuis plusieurs exercices.

Exercices	Types d'ouvrages
2015	Les transformateurs HTA/BT
À partir de 2016	Les dispositifs de comptage C5 via le déploiement du compteur LINKY TM
2018	Les compteurs « marché d'affaires » (C1-C4)
2018 et 2019	Les ouvrages de branchements collectifs
2022	**Les ouvrages de branchements individuels et les disjoncteurs**

Les branchements individuels et les disjoncteurs ont été localisés sous 4 codes d'immobilisation distincts :

- Le code « D30511 », qui correspond aux **branchements aériens « complets »**, incluant à la fois la liaison réseau et la dérivation individuelle associée.
- Le code « D30512 », qui correspond aux **liaisons réseau souterraines et aéro-souterraines** sauf celles associées à des branchements aériens.
- Le code « D30513 », « **Dérivations individuelles de branchement indiv** », qui correspond a priori aux dérivations individuelles sauf celles associées à des branchements aériens.
- Le code « F20501 » qui correspond aux **disjoncteurs**.

Le Concessionnaire a communiqué les impacts comptables de cette localisation. Ainsi la localisation des branchements individuels et des disjoncteurs s'est traduite par :

- Une **diminution de la valeur brute comptable de -1,4 M€** (-0,6%)
- Une **diminution de la valeur nette comptable de -2,3 M€** (-1,6%)
- Une **augmentation de l'amortissement du financement concédant** de +2,2 M€ (+4,1%)
- Une **augmentation de la valeur nette financée par le Concessionnaire** de + 0,9 M€ (+1,4%)
- Une **augmentation de la provision pour renouvellement** de +3,5 M€ (+159%)

En synthèse, l'impact sur le solde des dettes et créances réciproques s'élève à 4,8 M€ en faveur du concédant.

4. Reconstitution de la variation de la valeur brute d'actif entre 2021/2022

La valeur brute des ouvrages concédés varie d'un exercice à l'autre car :

- Un certain nombre d'ouvrages sont immobilisés qu'ils soient financés par Enedis (dénommés apports Enedis nets) ou par l'autorité concédante ou un tiers (dénommés apports externes nets),
- Un certain nombre d'ouvrages sont retirés,
- Le Concessionnaire procède à des corrections.

Les apports Enedis nets correspondent aux ouvrages construits sous maîtrise d'ouvrage d'Enedis ainsi qu'aux contributions financières directes d'Enedis dans le cas d'ouvrages réalisés sous maîtrise d'ouvrage du concédant (notamment la contribution d'Enedis au titre de l'article 8 et de la PCT), déduction faite le cas échéant des contributions financières externes.

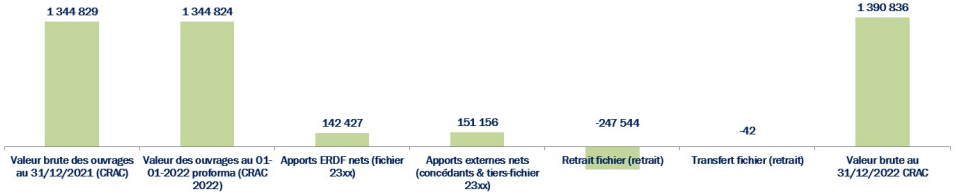
Les apports externes nets correspondent aux ouvrages apportés par le Concédant ou les tiers ainsi qu'aux contributions financières externes dans le cas d'ouvrages réalisés par le Concessionnaire (par exemple lors de déplacements d'ouvrages), déduction faite le cas échéant des contributions financières directes d'Enedis.

En 2022, cet exercice a été réalisé, comme les années précédentes, le Concédant, après avoir consolidé à la maille de la concession les données communiquées à la maille des communes d'apports nets et de retrait, reconstitue la valeur brute au 31 décembre 2022 affichée ci-dessus, ce qui est satisfaisant.

Néanmoins, il est à noter qu'en 2022, Enedis utilise le flux de retrait pour sortir la valeur brute des branchements individuels et des disjoncteurs non localisés et le flux de mise en concession (soit en apports Enedis nets soit en apports externes afin d'entrer la valeur brute des branchements et disjoncteurs localisés ce qui a eu pour effet d'augmenter artificiellement les apports des deux maîtres d'ouvrage : cet état de fait est regrettable.

Enfin, il est à noter qu'une partie des ouvrages de branchements individuels et es disjoncteurs mis en service en 2022 n'ont pas été immobilisés à l'inventaire. Cet état de fait serait lié à la volumétrie des écritures comptables en décembre 2022 qui n'a pas permis de traiter l'ensemble des écritures avant la clôture comptable. Ces ouvrages seront enregistrés en comptabilité sur l'exercice 2023.

Variation de la valeur brute d'actif en k€ entre le 2021 et 2022



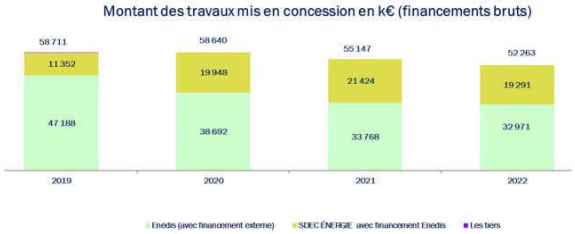
Dans le cadre de ces travaux :

- **L'insertion des numéros d'affaires** dans toutes les requêtes comptables permettrait afin de faire le lien avec les travaux.
- **La mise en place d'un identifiant technique** permettant de rapprocher les données des différentes bases du Concessionnaire (SIG, technique et comptable).

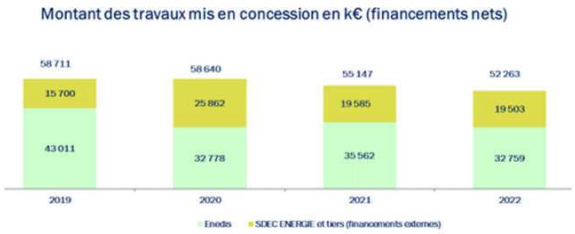
5. Les mises en concession de l'année en valeur (vision flux)

Enedis communique annuellement une requête présentant les ouvrages mis en concession (c.-à-d. ouvrages immobilisés c'est-à-dire ouvrages reportés à l'inventaire quelles que soient leurs années de mise en service). Facialement en 2022, 293 582 k€ de travaux ont été mis en concession. Cette

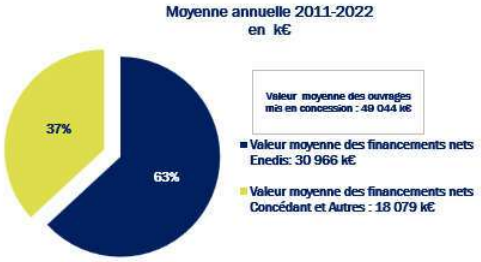
explosion du volume d'ouvrages mis en concession est liée à la comptabilisation dans le fichier de flux de la valeur brute des ouvrages de branchements individuels et des disjoncteurs. Afin de ne pas nuire à la lisibilité des flux, le Concédant a donc fait le choix de neutraliser les codes afférents sauf sur l'année 2022. **Les résultats ci-dessus sont calculés sur cette base.**



En 2022, 52 263 k€ de travaux ont été mis en concession. Cette valeur est baisse d'un peu plus de 5% par rapport à 2021 (55 147 k€) : **c'est le second exercice consécutif de baisse.**



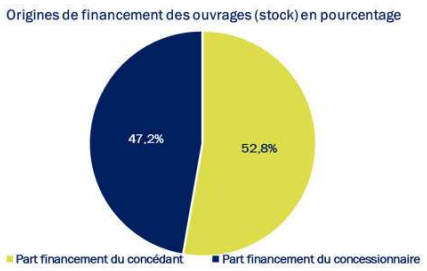
Sur l'ensemble des ouvrages mis en concession en 2022 quelque soient leurs années de mise en service, **63 % de ces travaux ont été financés par Enedis** (soit 32 759 k€) et **36 % par le SDEC ÉNERGIE** ou un tiers (19 506 k€).
Sur l'exercice, le volume des ouvrages immobilisés financés par Enedis décroit de **8 %** passant de 35 562 k€ en 2021 à 32 759 k€ en 2022).
La part des ouvrages financés par le SDEC ÉNERGIE **reste stable,** passant de 19 585 k€ en 2021 à 19 503 k€ en 2022.



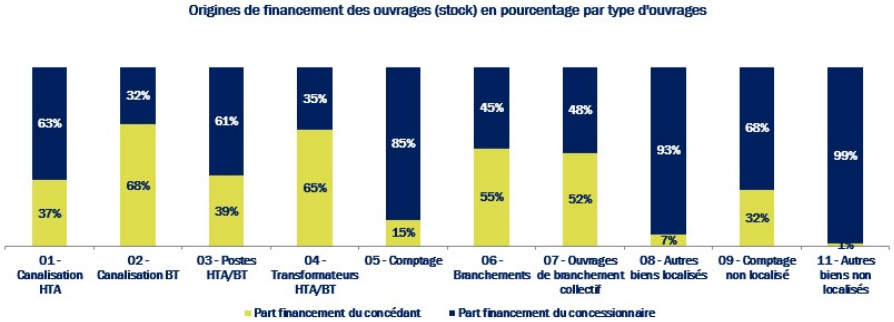
En moyenne de 2011 à 2022, 49 044 k€ de travaux ont été mis en concession par an et 63 % de ces ouvrages ont été financés par Enedis, tandis que les 37 % restant ont été financés par le SDEC ÉNERGIE.

Les résultats 2022 sont donc similaires à ceux constatés sur la chronique.

6. Les origines de financement des ouvrages (stock)



Fin 2022, le patrimoine a pour origine un **financement Concédant à hauteur de 52,8 % de sa valeur brute totale**.
Comme les années précédentes, ce taux peut sembler important au regard de la répartition de la maîtrise d'ouvrage et du taux moyen de financement Concédant de 37 % constaté sur la période 2011-2022 sur la base des flux d'ouvrages mis en concession.
Cet écart résulte de la réaffectation de financements Concédant (provision pour renouvellement et/ou amortissement du financement du Concédant) dans le cadre des renouvellements d'ouvrages et des apports financiers de la collectivité.



Le taux de financement concédant varie fortement en fonction des ouvrages concernés. Les réseaux BT (souterrains, nus et torsadés), les transformateurs HTA/BT et les branchements individuels et collectifs sont les ouvrages qui ont un taux de financement concédant le plus important (de 52% à 68%). À l'inverse, les comptages récents (Linky) et accessoirement les autres biens localisés et non localisés ont des taux de financement concédant plus faibles.

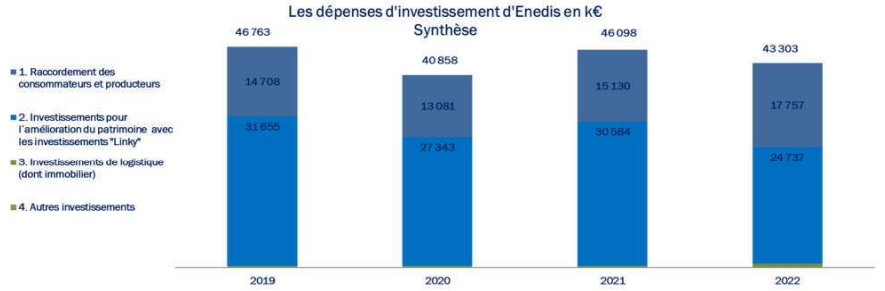
Le taux de financement Concédant par année de mise en service des ouvrages baisse fortement depuis 2010. Il est passé de 58% à un peu plus de 33 % en 2022[42]. Le taux de financement concédant par année de mise en service et par typologie d'ouvrages connait aussi des ruptures de chronique.

Interrogé sur les raisons de cette baisse globale et les ruptures de chroniques depuis plusieurs exercices, plusieurs justifications ont été apportées par le Concessionnaire sans que le Concédant dispose de l'ensemble des réponses attendues.

[42] Ce taux a été calculé en tenant compte des effets de la localisation des ouvrages de branchement et par année de mise en service des ouvrages.

Le Concédant rappelle que pour lui la communication des origines de financement pour le financement concédant en distinguant (financement concédant « réel » / réaffectation des droits en espèce et des provisions pour renouvellement) a minima pour les nouveaux ouvrages (ligne à ligne) est attendue, afin d'avoir une lisibilité suffisante sur une composante majeure de l'équilibre contractuel qu'est l'affectation des origines de financement, et du stock de provisions pour renouvellement; ceci permettrait de tracer l'exhaustivité des flux et de clarifier les ruptures de chroniques éventuelles.

7. Les dépenses d'investissements 2022 d'Enedis



Les dépenses d'investissements d'Enedis (tableau de synthèse)						
Investissements en k€	2018	2019	2020	2021	2022	Évolution
1. Raccordement des consommateurs et producteurs	12 126	14 708	13 081	15 130	17 757	17%
2. Investissements pour l'amélioration du patrimoine avec les investissements "LINKY ™"	29 661	31 655	27 343	30 584	24 737	-19%
3. Investissements de logistique (dont immobilier)	112	403	375	355	810	128%
4. Autres investissements	3	-2	-2	28	0	
Total	41 900	46 763	40 858	46 098	43 303	-6%
Dont investissements postes source	4 824	3 422	3 373	3 614	3 087	-15%

Les dépenses d'investissements d'Enedis (tableau détaillé)						
Conférence NOME Investissements en k€	2018	2019	2020	2021	2022	Évolution
1. Raccordement des consommateurs et producteurs	12 126	14 708	13 081	15 130	17 757	17%
2. Investissements pour l'amélioration du patrimoine avec les investissements LINKY ™	29 661	31 655	27 343	30 584	24 737	-4%
2.1 Performance du réseau	24 723	26 036	22 481	23 574	18 960	-20%
Dont renforcement	*2 618*	*4 351*	*2 800*	*1 561*	*2 184*	40%
Dont climatique	*1 115*	*758*	*870*	*565*	*869*	54%
Dont modernisation	*12 782*	*10 503*	*9 261*	*12 855*	*11 149*	-13%
Dont moyens d'exploitation	*875*	*317*	*945*	*407*	*1 565*	285%
Dont smart grid	*30*	*135*	*73*	*109*	*106*	-3%
Dont investissements LINKY ™	7 303	9 972	8 532	8 077	3 087	-62%
2.2 Exigences environnementales et réglementaires	4 968	5 619	4 862	7 010	5 777	-18%
Dont environnement (article 8, intégration des ouvrages)	*625*	*739*	*671*	*1 208*	*343*	-72%
Dont sécurité et obligations réglementaires	*1 796*	*2 124*	*2 308*	*3 252*	*2 871*	-12%
Dont modifications d'ouvrages à la demande de tiers	*2 547*	*2 756*	*1 883*	*2 550*	*2 563*	1%
3. Investissements de logistique (dont immobilier)	112	403	375	355	810	128%
4, Autres investissements	3	-2	-2	28	0	
Total	41 900	46 763	40 858	46 098	43 303	-6%

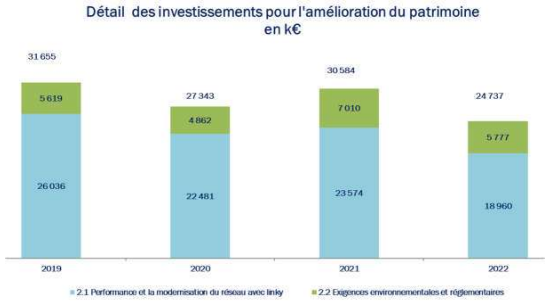
Conformément aux dispositions de l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales Enedis, présente un compte rendu de sa politique d'investissements sous la forme d'un tableau de synthèse présentant les montants annuels investis par nature de travaux.

Les dépenses d'investissements d'Enedis se sont élevées à 43 303 k€ en 2022, dont 3 087 k€ de dépenses portant sur les postes-source. Ces dépenses se contractent de 6 % par rapport à l'exercice précédent. Le montant des investissements 2022 reste supérieur au montant d'investissements sur la chronique 2011/2022 (39 118 k€) ce qui traduit un certain dynamisme.

Ces investissements se déclinent en quatre typologies : **les investissements de raccordements, les dépenses d'amélioration du patrimoine, les dépenses de logistique et autres dépenses.**

Le montant des **investissements de raccordements** progresse de 17 % pour atteindre 17 757 k€ en 2022. Le montant des investissements de raccordements progresse depuis 2020. Il est supérieur au montant d'investissements sur la chronique 2011/2022 (14 434 k€) ce qui traduit là encore un certain dynamisme.

Les investissements liés à l'amélioration du patrimoine constituent la part prépondérante des investissements puisqu'ils représentent **57 %** de l'ensemble des dépenses d'Enedis. Ces dépenses **se contractent de 19 %** en 2022 pour atteindre **24 737 k€**. Le niveau de ces dépenses est à peine supérieur à celui constaté en moyenne sur la chronique 2011/2022 (24 234 k€).



Les dépenses d'amélioration du patrimoine sont constituées de deux typologies d'investissements, les investissements de performance et de modernisation des réseaux qui incluent les dépenses liées au déploiement de LINKY ™ et les dépenses liées aux exigences réglementaires et environnementales.

Les investissements de performance et de modernisation déclinent de 20 % par rapport à ceux de l'exercice antérieur. Ils s'établissent à 18 960 k€ en 2022.

Ils sont composés :

- Des investissements de renforcement pour 2 184 k€ en progression de 40 % par rapport à l'année précédente,
- Des investissements climatiques pour 869 k€ en progression de 54 % par rapport à l'année précédente,
- De**s investissements de modernisation d'un montant de 11 149 k€ qui se réduisent de 13 %** par rapport à l'année précédente. Ces investissements regroupent les actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (hors programmes de prolongation de durée de vie) pour 9 340 k€ en diminution de 13% par rapport à l'année précédente et les investissements de prolongation de durée de vie pour 1 804 k€ en légère diminution de 4 %,
- Des investissements relatifs aux moyens d'exploitation et au smart grid pour 1 565 k€ et 106 k€,
- **Des investissements relatifs au déploiement du compteur LINKY ™ pour 3 087 k€ en retrait de 62 % par rapport à l'année précédente.** Ces dépenses sont en retrait depuis trois années consécutives à la suite de la fin du déploiement en masse du compteur LINKY ™. Cette baisse explique au principal la contraction des investissements liés à l'amélioration du patrimoine de 19 % en 2022.

Les dépenses liées aux exigences réglementaires et environnementales s'établissent à 5 777 k€ en baisse de 18 % par rapport à l'année précédente. Ces dépenses sont très supérieures à celles moyennées sur la chronique 2011/2022 (4 307 k€).

Dans le cadre de la mission de contrôle, le Concessionnaire communique le montant de ses investissements **par affaire** pour 83 % de ses dépenses, soit 36 124 k€. Le reste des investissements d'Enedis (17 % des dépenses globales) sont des dépenses dites non localisées à la maille de la concession incluant les dépenses liées au déploiement du compteur LINKY ™.

En synthèse :

- La présentation des dépenses d'investissements par Enedis est conforme à celle fixée par l'arrêté du 6 janvier 2020.
- **Une part prépondérante de ces investissements est localisée ou localisable sur le périmètre de la concession, ce qui est positif.**
- **Le niveau d'investissements fléchit de 6%, mais reste supérieur au montant d'investissements sur la chronique 2011/2022. Globalement, les investissements d'Enedis pour la concession (incluant les investissements sur postes sources) se maintiennent à de bons niveaux.**
- Le niveau d'investissements d'amélioration du patrimoine en 2022 décroit de 20 % porté par la fin du déploiement du compteur LINKY ™. Le niveau de ces dépenses reste cependant supérieur au montant d'investissements sur la chronique 2011/2022.
- Le niveau d'investissements d'amélioration du patrimoine hors des dépenses liées au déploiement du compteur LINKY ™ est supérieur à la moyenne constatée sur la chronique 2011-2022 (moyenne de la chronique 20 409 k€ - dépenses 2022, 21 650 k€).
- **Cependant, le niveau d'investissements de performance du réseau hors des dépenses liées au déploiement du compteur LINKY ™ est encore en recul par rapport à la moyenne constatée sur la chronique 2011-2022 (moyenne de la chronique 16 102 k€ - dépenses 2022, 15 873 k€). Cette baisse est récurrente depuis trois exercices : Le Concédant rappelle que le niveau d'investissements sur cette typologie de dépenses doit être suffisant afin de maintenir une bonne qualité de distribution de l'électricité sur le périmètre de la concession.**

Tableau détaillé dépenses de performance du réseau hors investissements LINKY ™						
Conférence NOME Investissements en k€	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**Évolution**
2.1 Performance du réseau hors LINKY ™	**17 420**	**16 064**	**13 949**	**15 497**	**15 873**	2%
Dont renforcement	2 618	4 351	2 800	1 561	2 184	40%
Dont climatique	1 115	758	870	565	869	54%
Dont modernisation	12 782	10 503	9 261	12 855	11 149	-13%
Dont moyens d'exploitation	875	317	945	407	1 565	285%
Dont smart grid	30	135	73	109	106	-3%

8. La valorisation des ouvrages remis par le SDEC ÉNERGIE

Les ouvrages réalisés par le SDEC ÉNERGIE sont remis à Enedis afin qu'il les exploite.

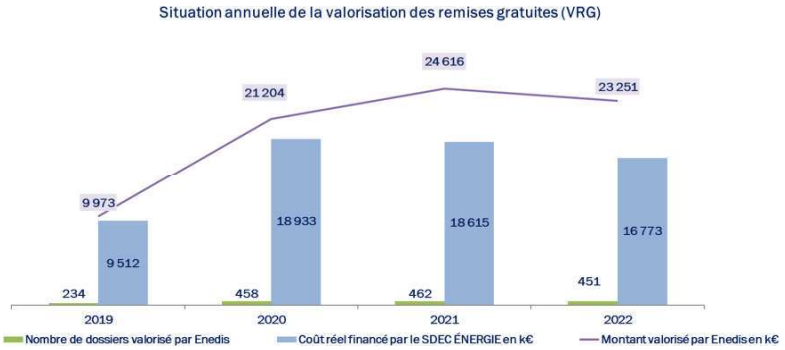
À la suite de la remise de ces ouvrages à Enedis et afin de les enregistrer à l'inventaire, le Concessionnaire les valorise.

Cette valorisation ne prend pas en compte le coût des ouvrages financés par le SDEC ÉNERGIE (qui intègre le coût de la maîtrise d'ouvrage), mais le coût qu'Enedis aurait exposé s'il avait été maître d'ouvrage des travaux.

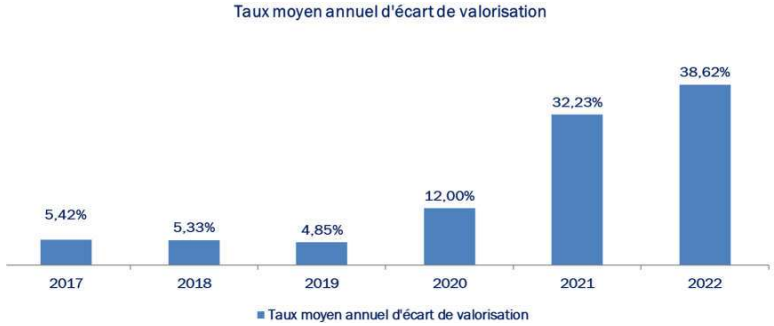
Ce coût est déterminé selon un barème national. Malgré plusieurs demandes, ce barème n'a pas été communiqué au Concédant.

Les graphiques ci-dessous :

- Présentent le nombre d'affaires valorisées au cours de l'année, quelle que soit la date de mise en service de ces affaires, le coût des travaux financés par le SDEC ÉNERGIE au titre de ces affaires et le coût de ces affaires valorisés par Enedis.



- Exposent le taux moyen annuel d'écart de valorisation, c'est-à-dire l'écart entre le coût des ouvrages financés par le SDEC ÉNERGIE et le coût de ces travaux tel que reporté à l'inventaire par Enedis. Un pourcentage positif indique que le coût des affaires valorisées est supérieur au coût des travaux financés par le SDEC ÉNERGIE.



En 2022, le nombre d'affaires valorisées est stable par rapport à 2021.

Il est à noter que le taux moyen annuel d'écart de valorisation continue de progresser très fortement en 2022, passant de 32 % en 2021 à un peu moins de 39 %.

Cette progression s'accélérant en 2021, le SDEC ÉNERGIE a interrogé Enedis sur ce point. Enedis a précisé notamment que :

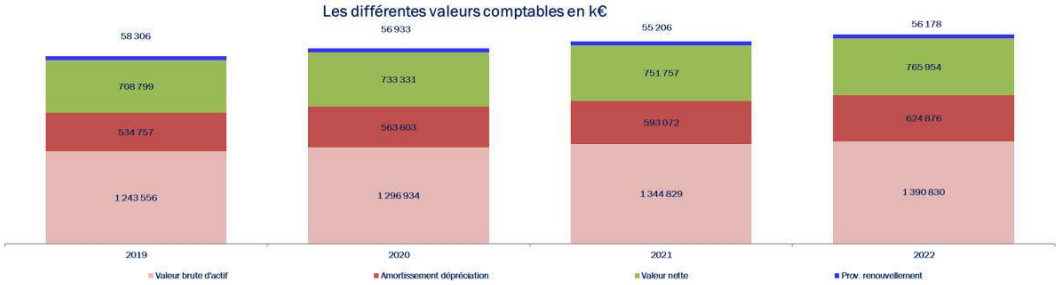
« - 15 % des chantiers ne font pas l'objet d'écarts significatifs. Tous les articles de nos bordereaux ne sont donc pas impactés par la hausse constatée ;
- la valorisation effectuée par Enedis respecte les méthodes définies et les résultats attendus sont conformes. Les évolutions constatées ne sont donc pas à considérer comme des survalorisations. Dans la valorisation apparaissent de nouveaux articles liés à l'environnement qui s'ajoutent aux montants pratiqués antérieurement ;
- les coûts de nos marchés augmentent de 7% en moyenne à partir de 2020. Ceci est lié à des facteurs externes tels que le carburant, la main-d'œuvre, la sécurité, le matériel, les dispositions sanitaires… »

Pour le SDEC ÉNERGIE, les précisions apportées par Enedis afin d'expliquer l'augmentation du taux moyen annuel d'écart de valorisation sont insuffisantes afin de lever l'opacité entourant cette évolution importante.

Le SDEC ÉNERGIE sollicite qu'Enedis complète et précise les explications qu'il a apportées.

9. Les différentes valeurs comptables en k€

Exercice / en k€	Valeur brute d'actif	Amortissement dépréciation	Valeur nette	Provisions pour renouvellement	Valeur de renouvellement	Taux d'amortissement
2019	1 243 556	534 757	708 799	58 306	1 605 394	43,00%
2020	1 296 934	563 603	733 331	56 933	1 671 213	43,46%
2021	1 344 829	593 072	751 757	55 206	1 730 937	44,10%
2022	**1 390 830**	**624 876**	**765 954**	**56 178**	**1 840 503**	**44,93%**



En 2022, la valeur brute d'actif croit de 3,4 % pour atteindre **1 390 830 k**€, les éléments relatifs à l'évolution de la valeur brute des ouvrages ont été décrits au 1) de la partie V de ce rapport.

Les amortissements progressent de 5,4 % pour s'établir à **624 876 k€.**

La valeur nette comptable augmente quant à elle de 1,9 % pour s'établir à **765 954 k€.**

Il est à noter que le stock de provisions pour renouvellement augmente pour atteindre **56 178 k€.**

Le taux moyen d'amortissement atteint 44,9 %.

La méthode d'amortissement, les taux d'amortissement et l'évolution du stock des provisions pour renouvellement sont décrits ci-après.

10. Les pratiques d'amortissements

Amortissements [43]		
Type de biens	**Financement Enedis**	**Financement Concédant**
Biens non renouvelables par nature	**OUI**	**NON**
Biens renouvelables ER	**OUI** sur la durée de vie de l'ouvrage	**NON**
Biens renouvelables non-ER	**OUI** sur la durée de vie de l'ouvrage	**OUI** sur la durée de vie de l'ouvrage

Au titre de l'article 11 B 1) et 2) du contrat conclu le 29 juin 2018, Enedis a l'obligation d'amortir la valeur des ouvrages dont le renouvellement lui incombe. En pratique, le Concessionnaire amortit l'ensemble des ouvrages qu'il a financés.

Pour les ouvrages financés par le SDEC ÉNERGIE, Enedis déprécie les biens renouvelables ER (amortissement de dépréciation, non générateur de charges) et pratique un amortissement industriel (générateur de charges) sur autres biens renouvelables.

Selon le Concessionnaire, il ne constitue pas d'amortissement générateur de charges sur les ouvrages renouvelables ER dans la mesure où il a constaté que les renouvellements de ces ouvrages n'étaient réalisés qu'à hauteur de 20% par lui-même.

Aux dires d'Enedis, cette quotité de provisions pour renouvellement est dotée et constituée annuellement sur un compte de provisions pour renouvellement au niveau national, mais n'est pas « redescendu » à la maille de la concession. Ainsi, malgré de multiples demandes, Enedis n'a pas indiqué le montant de provisions pour renouvellement constitué au niveau national sur les ouvrages ER et rattaché à concession du SDEC ÉNERGIE.

Les durées d'amortissement pratiquées par Enedis sont présentées dans le tableau ci-contre.
La durée d'amortissement est définie par le Concessionnaire, elle dépend de la durée de vie des ouvrages.

Ouvrages	Durée d'amortissement pratiquée
Réseau HTA (autre qu'immergé)	**40**
Réseau BT (autre que torsadé)	**40**
Réseau BT torsadé	**50**
Postes HTA-BT :	
Bâtiment de poste	45
Appareillage de poste maçonné	30
Appareillage poste préfabriqué	30
H61	30
Compteurs :	
Disjoncteurs	20
Mis en service avant 1995	30
BT < 36kVA mis en service après 1995	20
BT > 36kVA mis en service après 1995	**25**
Branchements	
Liaisons réseau aériennes	50
Liaisons réseau souterraines et aéro-souterraines	40
Dérivations individuelles de branchement indiv.	40
Colonnes montantes	**60**
Transformateurs	**40**

[43] Enedis pratique un amortissement linéaire sur la durée d'amortissement des ouvrages.
Un bien est dit renouvelable lorsque sa durée d'amortissement est plus courte que la durée de la convention de concession (terme fixé au 1er juillet 1948) et non renouvelable dans le cas contraire.
Un bien est dit « ER » lorsqu'il s'agit de postes HTA/BT ou des canalisations BT situés dans les communes relevant du régime rural d'électrification.

Au fil des années, Enedis a procédé à l'allongement de la durée d'amortissement de plusieurs types d'ouvrages. Le tableau de droite présente les types d'ouvrages concernés, l'année du changement, l'ancienne et la nouvelle durée d'amortissement pratiquée.

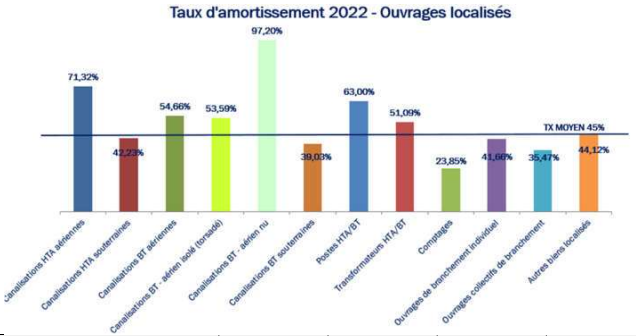
Année de mise en œuvre du changement	Ouvrages	Durée d'amortissement pratiquée en année
2007	Bâtiments de poste HTA/BT	30 => 45
	Compteurs BT < 36kVA	30 => 20
	Compteurs BT > 36kVA et HTA	30 => 25
2011	Canalisations BT torsadées	40 => 50
2012	Transformateurs HTA/BT	30 => 40
2020	Colonnes montantes	40=>60
2022	branchements aériens	40=>50

Les allongements de la durée d'amortissement des transformateurs, des réseaux BT torsadés, du génie civil de postes enterrés des colonnes montantes et des branchements aériens opérés récemment par Enedis sont justifiés, a priori, par des études techniques démontrant la viabilité des ouvrages au-delà des durées de vie comptables initiales

Ces pratiques impactent directement et majoritairement les provisions constituées, les droits du concédant ainsi que les dettes et créances réciproques puisque certains ouvrages passent potentiellement de « renouvelables » avant le terme du contrat à « non renouvelables ».

Devant des impacts significatifs de ces changements (reprises de provisions pour renouvellement, variations des droits du Concédant et des dettes et des créances réciproques), il est indispensable que le SDEC ÉNERGIE ait accès et soit associé aux études en amont qui président aux changements de ces durées d'amortissement. Ceci qui n'a jamais été mis en œuvre malgré les demandes réitérées du SDEC ÉNERGIE.

11. Les taux d'amortissements



Typologie d'ouvrages localisés	2018	2019	2020	2021	2022
Canalisations BT - aérien nu	96,8%	96,9%	97,0%	97,1%	97,2%
Canalisations HTA aériennes	66,1%	68,1%	69,6%	70,3%	71,3%
Postes HTA/BT	59,9%	60,5%	61,5%	62,3%	63,0%
Canalisations BT aériennes	51,0%	52,1%	52,9%	53,5%	54,7%
Canalisation BT - aérien isolé (torsadé)	49,4%	50,6%	51,6%	52,4%	53,6%
Transformateurs HTA/BT	49,0%	49,4%	50,3%	50,7%	51,1%
Autres biens localisés	41,8%	41,7%	40,7%	44,0%	44,1%
Canalisations HTA souterraines	39,1%	39,7%	40,7%	41,7%	42,2%
Branchements individuels					41,7%
Canalisations BT souterraines	36,1%	37,2%	38,0%	38,6%	39,0%
Ouvrages collectifs de branchement	41,8%	41,4%	34,0%	35,8%	35,5%
Comptage	**7,6%**	**9,1%**	**11,4%**	**13,7%**	**23,8%**
Taux moyen d'amortissement	**43,0%**	**43,9%**	**44,4%**	**44,9%**	**44,9%**

La valeur nette du patrimoine concédé s'élève à fin 2022 à 765 954 k€, pour un amortissement total constitué qui se monte à 624 876 k€, soit un taux d'amortissement moyen[44] s'élevant à fin 2022 à **44,9 %**, Il s'agit selon l'auditeur du SDEC ENERGIE d'un taux relativement bas, traduisant un âge moyen comptable jeune (**moyenne constatée 46%).**

Ce taux est en augmentation régulière a minima pour le 16e exercice consécutif. Il progresse de 0,6 point en moyenne chaque année sur la période 2011-2022. Ce taux varie plus ou moins fortement en fonction des typologies d'ouvrages.

À fin 2022, le taux d'amortissement des ouvrages localisés est le plus élevé pour les réseaux BT aériens nus (97,2%) en croissance constante depuis a minima 10 exercices.

À contrario, les ouvrages de branchements collectifs et les comptages disposent de taux d'amortissement les plus bas respectivement (35,5% et 23,8%).

12. Les provisions pour renouvellement (PR)

Au titre du contrat conclu le 29 juin 2018, Enedis n'a plus l'obligation de constituer des provisions pour renouvellement.

Le stock de provisions pour renouvellement au terme du contrat précédent ayant été maintenu dans les passifs du contrat en vigueur, il est apuré au cours du contrat en vigueur par les mécanismes usuels de réaffectation comptable lors de chantiers de renouvellement ou le cas échéant de reprise au résultat du compte d'exploitation.

Les provisions pour renouvellement n'ont pas pour but de financer entièrement le renouvellement d'un ouvrage, mais de couvrir la différence entre la valeur d'origine du bien et son coût futur de remplacement à l'identique.

Les provisions sont disponibles tant que l'ouvrage fait partie des immobilisations. Si Enedis renouvelle l'ouvrage, les provisions sont utilisées.

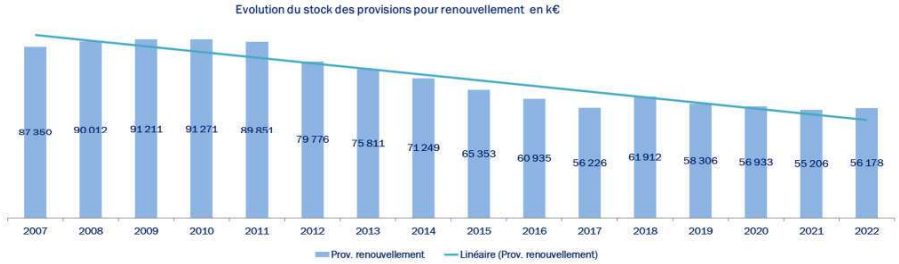
Si Enedis ne renouvelle pas l'ouvrage (abandon) ou si la dépense du renouvellement est inférieure à la valeur de remplacement servant de base de calcul, les provisions sont reprises au résultat. La dotation annuelle aux provisions vient diminuer le résultat et constitue une dette potentielle au passif de la concession.

Les provisions pour renouvellement étaient constituées sur les ouvrages concédés renouvelables, dont la fin de vie comptable est antérieure à l'échéance du contrat de concession.

Il n'était pas constitué de provisions pour renouvellement pour les biens ruraux situés dans des communes de régime d'électrification rurale (sauf une provision pour renouvellement de 20% au niveau national).

Les provisions pour renouvellement constituées sont transformées en financement du Concédant lors du renouvellement du bien (idem pour l'amortissement du financement du Concédant).

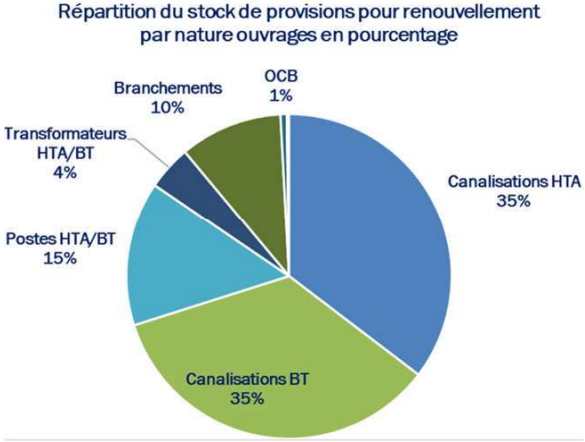
[44] C'est-à-dire le rapport du montant des amortissements constitués sur la valeur brute pour l'ensemble des biens concédés que ceux-ci soient localisés ou non.



Le stock de provisions pour renouvellement constituées sur les ouvrages concédés s'élève à 56 178 k€ à fin 2022, ce stock progresse après trois exercices consécutifs de baisse, il augmente de 1,6 % par rapport à 2021 (soit 972 k€).

Les provisions pour renouvellement sont constituées à 99,9% pour les ouvrages localisés du patrimoine.

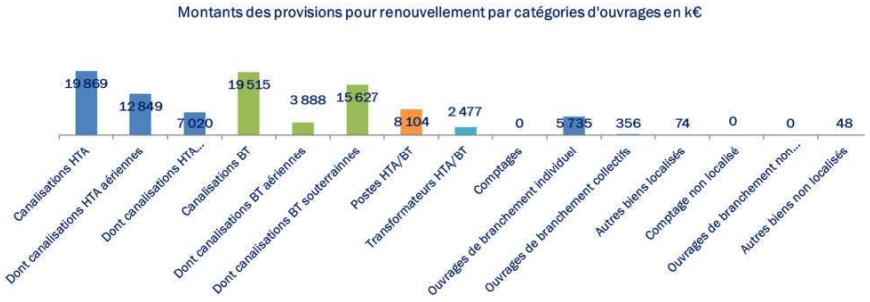
Les réseaux BT représentent 34,7 % toutes technologies confondues (les réseaux BT souterrains représentent 27,8 %) et les réseaux HTA représentent 35,4 % toutes technologies confondues (les réseaux HTA souterrains représentent 12,5 %). Depuis 2007, aucune dotation aux provisions n'est constituée sur les appareils de comptage.



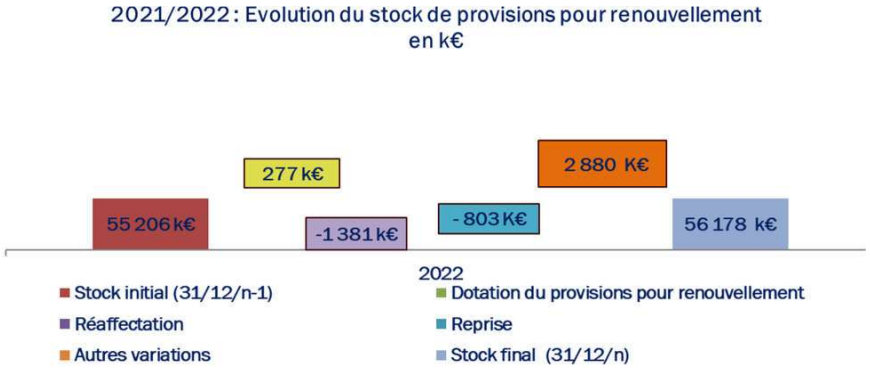
Entre 2011 et 2022, le stock de provisions pour renouvellement s'est considérablement réduit de 33 673 k€ soit de 37,5 %.

Cette baisse concerne en particulier le stock de provisions pour renouvellement constitué pour les ouvrages suivants : les transformateurs, les branchements, les canalisations aériennes HTA, les canalisations aériennes BT et les canalisations souterraines HTA et BT.

Si la baisse du stock de provisions pour renouvellement s'explique par l'utilisation de la provision pour renouvellement lors du renouvellement des ouvrages, certains traitements comptables explique aussi cette décroissance : allongement de la durée de vie de certains ouvrages (biens renouvelables devenant non renouvelables avant le terme du contrat), sortie automatique des branchements une fois leur fin de vie comptable atteinte et réaffectation et/ou reprise au résultat des provisions pour renouvellement attachées notamment.



13. L'évolution du stock de provisions pour renouvellement entre les deux derniers exercices



Dans le cadre des missions de contrôle depuis cinq exercices, Enedis transmet un tableau fiabilisé des flux comptables relatifs aux provisions pour renouvellement indiquant, pour chaque catégorie d'ouvrages, le montant en k€ des dotations, des affectations et des reprises de provisions pour renouvellement au résultat, survenus au cours de l'année.

La communication de ce tableau améliore la connaissance des flux qui viennent modifier le stock de provisions pour renouvellement, ce qui est positif.

Sur la base de ce tableau, il a été réalisé le graphique ci-dessus qui fait ressortir :

- Une dotation aux provisions de 277 k€ sur les branchements liés à l'opération de localisation des branchements individuels.
- Une réaffectation en tant que financement Concédant sur de nouveaux ouvrages mis en service en 2022 d'un montant de 1 381 k€. Essentiellement sur les réseaux HTA souterrains concernant notamment des affaires de résorption de câbles HTA souterrains à isolation papier imprégné (830 k€) et sur les réseaux BT souterrains (449 k€).
- Une reprise de 803 k€.

Par typologie d'ouvrages, les mouvements sont les suivants :

Évolution des provisions de renouvellement par typologie d'ouvrages en k€ 2021/2022	PR 2021	Dotations	Affectations	Reprises	PR 2022	Écart
Canalisations HTA	**21 323**	**0**	**887**	**576**	**19 869**	**-9**
Dont canalisations HTA aériennes	*13 155*	*0*	*57*	*7*	*12 849*	*-241*
Dont canalisations HTA souterraines	*8 168*	*0*	*830*	*569*	*7 020*	*250*
Canalisations BT	**19 994**	**0**	**449**	**209**	**19 515**	**-180**
Dont canalisations BT aériennes	*3 977*	*0*	*38*	*35*	*3 888*	*-16*
Dont canalisations BT souterraines	*16 016*	*0*	*411*	*174*	*15 627*	*196*
Postes HTA/BT	8 705	0	27	15	8 104	559
Transformateurs HTA/BT	2 498	0	18	3	2 477	-1
Comptages	0	0	0	0	0	0
Ouvrages de branchement individuel		277	0	0	5 735	5 459
Ouvrages de branchement collectifs	356	0	0	0	356	0
Autres biens localisés	74	0	0	0	74	0
Comptages non localisés	0	0	0	0	0	0
Ouvrages de branchements non localisés	2 209	0	0	0	0	-2 209
Autres biens non localisés	47	0	0	0	48	0
Total	**55 206**	**277**	**1 381**	**-803**	**56 178**	**2 880**

A noter un écart de reconstitution de 2 880 k€ soulevé lors de la réconciliation stock/flux, sans qu'Enedis ne fournisse plus de détail.

Lors de la mission de contrôle 2020, Enedis expliquait que des travaux étaient en cours afin de communiquer le détail des affectations des passifs de concession (provision pour renouvellement et amortissement du financement du concédant) aux concédants dans le cadre spécifique des PPI, et qu'ils devaient aboutir courant 2021. Aucune nouvelle n'a été donnée en 2022.

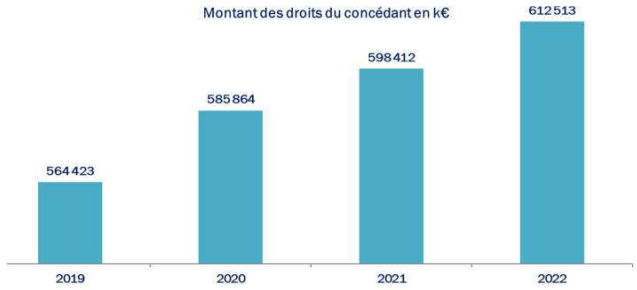
Les montants de la dotation aux provisions pour renouvellement ainsi que de la reprise ont donc pu être correctement rapprochés du compte d'exploitation présenté dans le Compte rendu d'activité 2022.

14. L'évolution des droits du Concédant

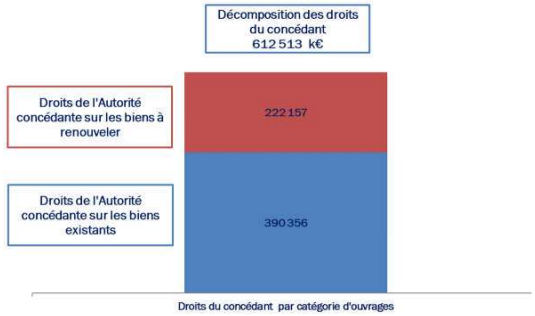
Les « comptes spécifiques de concessions » correspondent aux droits des Concédants de récupérer les biens concessifs en fin de contrat dès lors qu'ils les ont financés.

Ils sont la résultante de la contre-valeur des biens inscrits à l'actif (c'est-à-dire la valeur nette comptable de l'ensemble des ouvrages) à laquelle s'ajoutent les amortissements de financement apportés par les Concédants et dont sont déduits les financements du Concessionnaire non amortis.

Au 31 décembre 2022, le montant des droits du Concédant s'élève à 612 513 k€ en augmentation de 2% par rapport à l'exercice précédent, et en hausse moyenne depuis 2011 de 3,5 %.



Les droits du Concédant sont composés des droits du Concédant sur les ouvrages existants et des droits sur les ouvrages à renouveler.
1) Le montant des droits du Concédant sur les ouvrages existants est obtenu en soustrayant de la valeur nette de l'ensemble des ouvrages (appelée aussi droits en nature) à la somme des financements non amortis du Concessionnaire (appelée aussi créance en espèces).
2) Le montant des droits du Concédant sur les ouvrages à renouveler est égal au montant des amortissements constitués par le Concessionnaire sur les biens financés par le Concédant.



La valeur nette des ouvrages (ou droits en nature) a augmenté en 2022 de 1,9 % pour atteindre 765 953 k€. Les financements non amortis du Concessionnaire (créance en espèces) sont estimés à 375 598 k€ à fin 2022, en hausse de 3 % par rapport à l'exercice précédent. Le montant des droits du Concédant sur les ouvrages existants est évalué 390 356 k€ en augmentation de 0,4 %.

Le montant des droits du Concédant sur les ouvrages à renouveler est évalué à 222 157 k€ à fin 2022, en augmentation de 6 %.

Les droits du Concédant s'appuient sur les données fournies par le Concessionnaire à partir du fichier inventaire comptable des ouvrages de la concession. Les éléments relatifs aux origines de financement ont été fournis par le Concessionnaire par ouvrage.

Comme les exercices précédents, le Concédant signale que les montants des droits du Concédant et de ces composantes ainsi que le niveau des provisions pour renouvellement doivent être appréhendés avec réserves.

Ces réserves sont liées :

- **À l'absence d'amortissement et de provisions pour renouvellement sur les réseaux BT et les postes HTA/BT en zone d'électrification rurale,**
- **aux modalités de calcul des provisions avec les modifications des durées de vie comptable,**
- **à la gestion comptable des ouvrages non localisés,**
- **au traitement comptable des raccordements.**

15. L'évolution du ticket de sortie

L'article 49 B du cahier des charges conclu le 29 juin 2018 précise que l'Autorité concédante (c.-à-d. le SDEC ÉNERGIE) a la faculté de ne pas renouveler la concession si le maintien du service ne présente plus d'intérêt, soit par suite de circonstances économiques ou techniques de caractère permanent, soit parce qu'elle juge préférable d'organiser un service nouveau tenant compte des progrès de la science.

L'Autorité concédante doit notifier son intention de ne pas renouveler la concession un an au moins avant son expiration. L'Autorité concédante pourra également, pour les mêmes motifs, mettre fin à la concession avant sa date d'expiration, dès lors que dix ans au moins se seront écoulés depuis le début de la concession et sous réserve d'un préavis de quatre ans, adressé au Concessionnaire.

Dans l'un ou l'autre cas une indemnité est calculée, égale cumulativement à la différence, plafonnée à la valeur nette comptable des ouvrages de la concession, entre le montant non amorti de sa participation au financement des ouvrages de la concession, tel qu'il résultera de la comptabilité du Concessionnaire, réévalué par référence au TMO, (le TMO correspond à la moyenne arithmétique des douze derniers taux moyens mensuels de rendement au règlement des emprunts garantis par l'État ou assimilés, calculée et publiée par l'INSEE) et le montant des amortissements constitués dans la proportion de la participation de l'Autorité concédante au financement des ouvrages de la concession, complété, s'il y a lieu, du solde des provisions pour renouvellement.

Dans l'éventualité où, le montant ainsi calculé est positif, il correspond à l'indemnité que l'Autorité concédante devrait verser au Concessionnaire. Dans l'éventualité où, le montant ainsi calculé est négatif, il correspond à la soulte que le Concessionnaire devrait verser à l'Autorité concédante.

Ce calcul dénommé « ticket de sortie » représente le solde des dettes et créances réciproques en fin de concession.

À partir des données communiquées par Enedis, il est estimé à 104 471 k€ en 2022.

Depuis a minima 2011, ce ticket est positif, symbolisant une dette potentielle du Concédant envers Concessionnaire en cas de sortie, cette dette rapportée au nombre d'usagers représentant une dette potentielle de 221 €/us.

Le solde des dettes et créances réciproques, en défaveur du Concédant, est potentiellement aggravé du fait de différents biais sur les composantes de calcul des dettes et créances réciproques et dont les effets sont plus ou moins quantifiables.

Il est à noter cependant, que le versement de ce ticket de sortie ne serait mis en œuvre que dans le contexte très particulier évoqué ci-dessus, il faudrait ainsi que le maintien du service ne présente plus d'intérêt pour l'autorité Concédante, soit par suite de circonstances économiques ou techniques de caractère permanent, soit parce qu'elle juge préférable d'organiser un service nouveau tenant compte des progrès de la science.

En outre, il faut rappeler que le juge administratif limite l'indemnisation du Concessionnaire à la valeur nette non amortie des ouvrages qu'il a financés.

Ainsi, si le calcul ci-dessus devait aboutir à fixer une indemnité de sortie dont le montant serait supérieur à la valeur nette comptable de la participation du Concessionnaire au financement des ouvrages de la concession, sa régularité serait dès lors contestable.

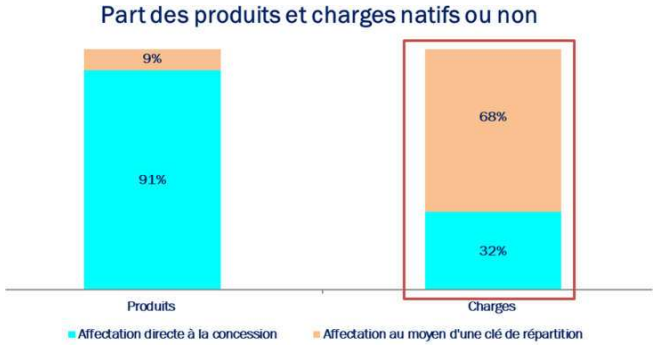
16. Le compte d'exploitation : qualité de l'information

Le Concédant relève une **amélioration sensible** depuis plusieurs années de la présentation des informations financières qui sont **moins dispersées et plus détaillées** :

- Depuis 2012, présentation des recettes d'acheminement par puissance souscrite
- Depuis 2014, indication pour chaque produit et charge, du montant affecté directement à la concession et du montant reparti ainsi que de sa clé de répartition principale
- Depuis 2015, décomposition du poste « autres consommations externes » qui représente 15% des charges en distinguant les 6 natures suivantes (achat, de matériel, de travaux, d'informatique et de télécommunication, tertiaire et prestations, bâtiments, autres achats)
- Depuis 2016, décomposition des reprises de provisions et d'amortissement.
- Depuis 2015, une partie des éléments financiers sont calculés à la maille des 25 directions régionales.

Il est à noter que **depuis 2017 aucun changement méthodologique n'est survenu.**

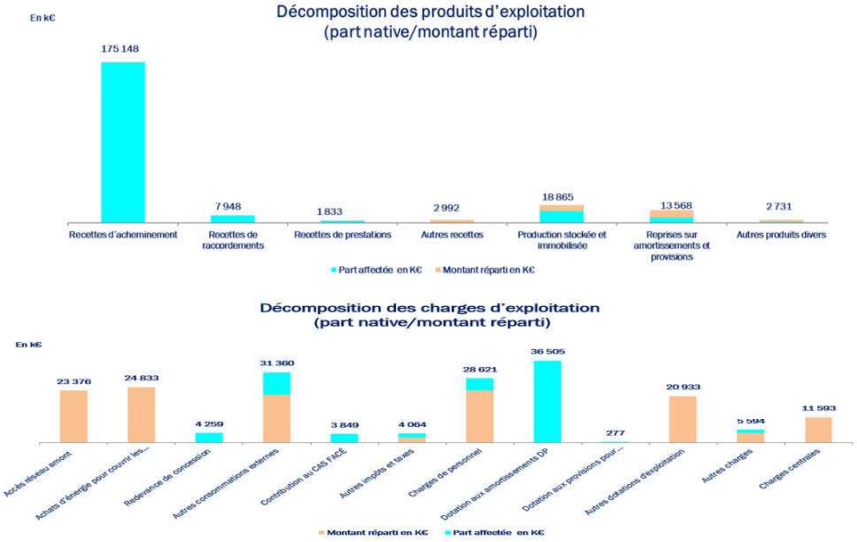
17. Le compte d'exploitation : éléments financiers natifs ou non



Les éléments financiers liés à l'exploitation de la concession ne sont pas tous « natifs ». Dans ce cas, le Concessionnaire communique chaque année :

- Les postes affectés directement et les clés de répartition utilisées lorsque l'affectation n'est pas à la maille de la concession,
- les montants directement affectés et ceux répartis par clé dans le total affectable à la concession.

9% des produits de la concession sont issus d'une clé, contre 68% pour les charges en 2022. Ainsi, 91 % des produits sont donc natifs tandis que seulement 32% des charges sont natives de la concession.

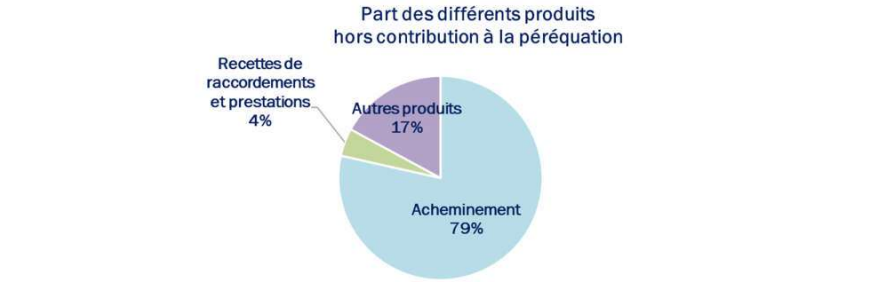


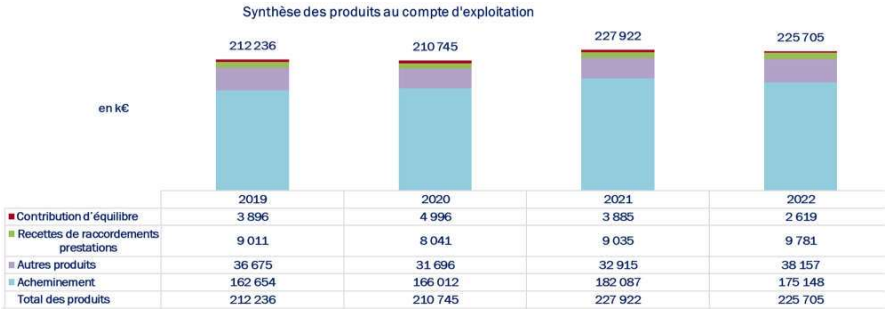
La part de **charges natives stagne** depuis au moins trois exercices,

Le peu de charges natives, la complexité des clés de répartition et la globalisation de certains postes de charges ne permettent pas de fournir une image financière représentative de l'équilibre financier de la concession.

18. Le compte d'exploitation : évolution des produits

Les produits en k€	2019	2020	2021	2022	Évolution 2021/2022
Acheminement	162 654	166 012	182 087	175 148	-4%
Recettes de raccordements et prestations	9 011	8 041	9 035	9 781	8%
Autres produits	36 675	31 696	32 915	38 157	16%
Contribution d'équilibre	3 896	4 996	3 885	2 619	-33%
Total des produits	**212 236**	**210 745**	**227 922**	**225 705**	**-1%**
Total des produits hors contribution à l'équilibre	**208 340**	**205 749**	**224 037**	**223 086**	**-0,4%**





	2019	2020	2021	2022
Contribution d'équilibre	3 896	4 996	3 885	2 619
Recettes de raccordements prestations	9 011	8 041	9 035	9 781
Autres produits	36 675	31 696	32 915	38 157
Acheminement	162 654	166 012	182 087	175 148
Total des produits	212 236	210 745	227 922	225 705

Les produits s'élèvent à **225 705 k€** en 2022, en diminution de **1 %** par rapport à l'exercice précédent. Si nous neutralisons les effets de la contribution d'équilibre sur les exercices 2021 et 2022, la valeur des produits se contracte de 0,4%.

Les produits se composent au principal :

1. Des recettes d'acheminement pour 175 148 k€,
2. Des recettes de raccordements et prestations, pour 9 781 k€,
3. Des autres produits, pour 38 157 k€.

1) Les recettes d'acheminement intègrent les recettes liées au TURPE (tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité) facturées aux usagers du réseau (175 075 k€) et les recettes liées à la valorisation de l'acheminement en compteur, c'est-à-dire les quantités livrées, mais non facturées à la clôture de l'exercice comptable, il s'agit d'une variation qui peut être positive ou négative (en 2022, +73 k€).

Les recettes d'acheminement, hors recettes liées à la valorisation de l'acheminement en compteur (175 075 k€) proviennent majoritairement des clients BT ≤ à 36 kVA (71%), représentent 78 % des produits et se contractent de 4 % par rapport à l'exercice précédent.

Cette contraction est le résultat de deux phénomènes dont les effets s'inversent en partie :

- La baisse des consommations (- 6,7 %).
- La hausse 0,91 % du TURPE au 1er août 2021, puis celle de 2.26 % au 1er août 2022.

Il est à noter que cette tendance baissière est similaire à celle observée à la maille nationale. En effet, le chiffre d'affaires lié à l'acheminement à l'échelle d'Enedis s'établit à 14 160 M€ en 2022, en baisse de 229 M€ par rapport à 2021 (14 389 M€), soit -1,6 %.

2) Les recettes de raccordements et de prestations qui représentent un peu plus de 4 % des produits et sont en progression d'un peu plus **de 8 % par rapport à 2021** (ces recettes sont composées pour 7 948 k€ de recettes de raccordements et pour 1 833 k€ de recettes de prestations). Les recettes de raccordements progressent de 12,8 %, cette évolution est à rapprocher de la progression de l'activité de raccordement en injection (+21 %), et de la hausse des dépenses d'investissements pour les raccordements sur l'exercice (+17 %).

3) **Les « autres produits »** qui représentent 17 % des produits sont en progression de 16 % par rapport à l'exercice précédent. Ces recettes correspondent :

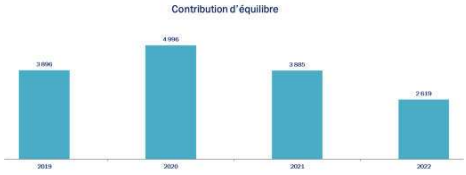
- Aux autres recettes : prestations réalisées pour d'autres entités du groupe EDF ou dans le cadre de la mixité Enedis-GRDF et qui s'élèvent à 2 992 k€ en hausse de 20% par rapport à 2021,

- À la production stockée et immobilisée (18 866 k€) qui représente la valorisation des travaux réalisés par Enedis pour elle-même et qui vient neutraliser la charge correspondante à ces coûts internes, cette recette est en contraction de 3 % par rapport à l'exercice précédent. Cette évolution est inverse à celle observée au niveau national (+ 5,6 %). Cette variation pourrait s'expliquer par une moindre mise en concession d'ouvrages en 2022 (hors localisation des ouvrages, la valeur des ouvrages mis en concession est baisse d'un peu plus de 5 % par rapport à 2021).

- Les reprises sur amortissements et reprises de provisions pour renouvellement atteignent 13 568 k€ en 2021 en progression de 48 % par rapport à l'exercice précédent. Cette évolution est liée aux reprises d'amortissement des financements du concédant dans le cadre de la localisation des ouvrages (4 559 k€ en 2022 contre 1 224 k€ en 2021). Il est à noter que les reprises sur amortissements et provisions sont comptabilisées par clé de répartition (principalement au prorata du nombre de clients), en conséquence les montants évoqués ci-dessus ne traduisent pas la réalité des flux concessifs.

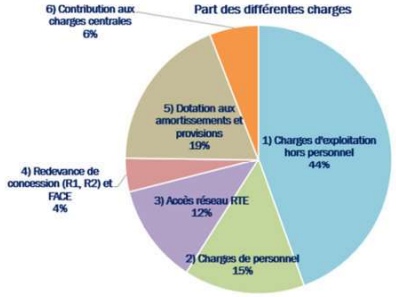
19. Le compte d'exploitation : La contribution à l'équilibre

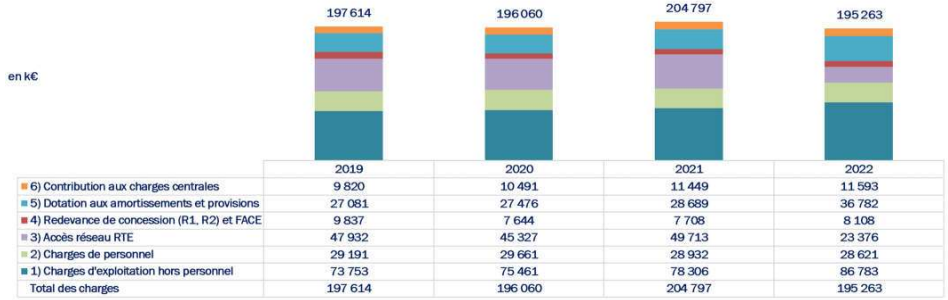
En 2022, et comme les exercices précédents (depuis 2011), une contribution d'équilibre vient accroitre les produits d'exploitation.
Cette contribution représente la contribution des autres concessions d'Enedis vers la concession du Syndicat. I
I est à noter sur ce point que tant qu'une faible partie des charges sont natives de la concession, la représentativité de cette contribution reste à relativiser.



20. Le compte d'exploitation : évolution des charges

Les charges en k€	2019	2020	2021	2022	Évolution 2021/2022
1) Charges d'exploitation hors personnel	73 753	75 461	78 306	86 783	11%
2) Charges de personnel	29 191	29 661	28 932	28 621	-1%
3) Accès réseau RTE	47 932	45 327	49 713	23 376	-53%
4) Redevance de concession (R1, R2) et FACE	9 837	7 644	7 708	8 108	5%
5) Dotation aux amortissements et provisions	27 081	27 476	28 689	36 782	28%
6) Contribution aux charges centrales	9 820	10 491	11 449	11 593	1%
Total des charges	197 614	196 060	204 797	195 263	





Les charges se contractent 4,7 % en 2022 (204 797 k€ en 2021, 195 263 k€ en 2022). Elles sont composées :

1) **Des charges d'exploitation hors personnel** en progression de 11 % par rapport à celles de l'exercice précédent pour atteindre 78 306 k€, elles représentent 44 % des charges et elles rassemblent :

- **Les charges pour « autres consommations externes »** (31 359 k€) qui représentent 16% des charges d'exploitation et sont en baisse à nouveau de 1 % par rapport à l'exercice précédent. Ces charges comprennent les achats de matériels avec 4 principales familles d'articles (appareillage, les câbles, connectiques et supports, l'interface clientèle, la logistique industrielle), les achats de services externes, dont les actes réseau et clientèle sous-traités et les redevances d'occupation du domaine public (RODP).

- Les **charges d'achat d'énergie** pour la compensation des pertes (24 833 k€) qui progressent fortement de 38 % en 2022 et qui représentent 13 % des charges d'exploitation. Cette évolution coïncide avec celle observée à la maille nationale, les achats d'énergie à l'échelle d'Enedis s'élevant à 2 246 M€ en 2022, en hausse de 802 M€ par rapport à 2021 (1 462 M€).

- **Les autres dotations d'exploitation** qui correspondent essentiellement à l'imputation sur la concession des dotations aux provisions pour risques et charges ainsi qu'aux pensions et obligations assimilées comptabilisées au niveau national. Elles comprennent également les dotations aux amortissements sur immobilisations du domaine propre. Les autres dotations d'exploitation (20 933 k€) progressent de 9 % et représentent 11 % des charges d'exploitation en 2022.

- **Les autres impôts et taxes** (CFE, IFER, et taxes foncières) pour un montant de 4 064 k€ qui diminuent de 8 % et qui représentent 2 % des charges d'exploitation.

- **Les autres charges** qui correspondent aux autres types de charges d'exploitation courantes (5 594 k€) qui baissent de 12 %. Ces charges correspondent au principal à la valeur nette des ouvrages mis au rebut. L'évolution constatée est similaire à celle constatée au niveau national.

2) **Des charges de personnel** (28 621 k€) qui diminuent de 1 %. Elles couvrent les salaires et traitements du personnel d'Enedis affecté totalement ou partiellement à la concession du SDEC ÉNERGIE ainsi que les charges sociales afférentes. Les charges de personnel représentent 15 % du total des charges. Il est à noter qu'au niveau national, les charges de personnel sont en hausse (+3,6 %) par rapport à l'année 2021 (les effectifs nationaux sont en hausse par rapport à 2021, + 507 employés soit 39 208 employés).

3) **Des charges d'accès réseau RTE pour 23 376 k€ qui baissent très fortement de 53 % par rapport à 2021. Ces charges représentent 12 % de l'ensemble des charges. Cette évolution reflète celle observée à la maille nationale. Cette baisse est majoritairement due à l'effet volume (baisse des consommations) couplé à l'acompte reçu de RTE en application des délibérations de la CRE du 08/12/22 et du 31/01/23. Le produit à recevoir au titre du CRCP de RTE a été enregistré dans les comptes 2022 en déduction des redevances d'accès au réseau de transport.**

4) **Des charges de redevances de concession** (R1, R2) **et la contribution au CAS FACE** (Compte d'affectation spéciale pour le financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale).
Les redevances de concessions atteignent 4 259 k€ en 2022, elles sont en légère hausse par rapport à 2021 (4 148 k€ soit +111 k€ ou 2,7%. La contribution au CAS FACE d'Enedis atteint 3 849 k€ en progression de 8 % par rapport à 2021. Cette contribution correspond à la quote-part calculée pour la concession de la contribution d'Enedis au FACE.

5) **Des dotations aux amortissements et aux provisions** atteignent 36 782 k€ en 2022, elles progressent de 28% et représentent 19% des charges.
Les dotations aux amortissements sur immobilisations du domaine concédé correspondent à la charge annuelle d'amortissement industriel calculée sur la valeur historique des biens, et étalée sur leur durée de vie. Elle couvre, d'une part, l'amortissement des financements du Concédant et, d'autre part, celui des financements du Concessionnaire. A la maille de la concession, la dotation aux amortissements atteint 36 505 k€ en hausse de 27%. La dotation au niveau concession augmente d'une part, car l'assiette de calcul des dotations, à savoir la valeur brute du patrimoine concédé, augmente au gré des investissements respectifs d'Enedis et du concédant et d'autre part, **car en 2022 la localisation des ouvrages dans le cadre de la démarche ADELE a entrainé un recalcul des amortissements sur les branchements une fois ceux-ci localisés.**

La dotation aux provisions pour renouvellement atteint 277 k€ en 2022, ce résultat est logiquement lié à la localisation des branchements qui vient impacter cette rubrique sur l'exercice.

6) De la **contribution aux charges centrales** qui recouvre les différentes charges constatées au niveau des services centraux qui progresse de 1 %. (11 593 k€) et représentent 6 % des charges.

21. Le compte d'exploitation : le résultat

Le résultat avant péréquation k€	2019	2020	2021	2022	Évolution 2021/2022
Les produits	208 340	205 749	224 037	223 086	-0,4%
Les charges	197 614	196 060	204 797	195 263	-4,7%
Résultat	**10 726**	**9 689**	**19 240**	**27 823**	**45%**

Le résultat après péréquation k€	2019	2020	2021	2022	Évolution 2021/2022
Les produits	212 236	210 745	227 922	225 705	-1,0%
Les charges	197 614	196 060	204 797	195 263	-4,7%
Résultat	**14 622**	**14 685**	**23 125**	**30 442**	**32%**

En 2022, comme en 2021, la concession affiche des résultats particulièrement élevés relativement à l'historique de la concession, tant en valeur absolue avant et après contribution à l'équilibre qu'en taux de marge.

La concession est donc largement bénéficiaire avant péréquation (+45 % pour le résultat d'exploitation) avec un taux de marge en très forte augmentation. Il atteint 15 % avant contribution du fait d'une baisse des charges et d'une certaine stabilité des produits totaux.

Au niveau national, on observe une tendance similaire avec un résultat d'exploitation en hausse à 2 451 M€ contre 1 865 M€ en 2021. Cela s'explique par :

- Une légère baisse du chiffre d'affaires acheminement principalement liée à une diminution des volumes livrés pas tout à fait compensée par l'évolution de la grille tarifaire du TURPE 6,
- Une augmentation des contributions aux raccordements et des facturations de prestations liée à la dynamique de la demande de raccordements, notamment en injection,
- Une diminution des charges d'exploitation essentiellement portée par la rétrocession par RTE des surplus de recettes d'interconnexion.

Si en 2021, les variations observées au niveau du résultat d'exploitation pouvaient s'expliquer partiellement par le caractère assez bas du résultat d'exploitation 2020 (COVID), on remarque que la hausse des résultats du Concessionnaire s'accélère en 2022. Un niveau aussi important en valeur absolue amène à s'interroger sur le juste niveau de TURPE, ou bien sur la capacité d'Enedis à mieux investir sur le périmètre concédé ; à tout le moins si cette situation perdure.

22. Les flux financiers

Les différents flux financiers en k€ hors taxes	2019	2020	2021	2022	Évolution 2021/2022
Redevance R1	1 900	1 291	1 306	1 345	3 %
Redevance R2	4 294	2 752	2 842	2 914	2,5%
Article 8 participation pour les effacements des réseaux	650	650	650	650	0%
Part couverte par le tarif (PCT)	222	439	773	1 232	59%
Facé	4 797	4 375	4 026	4 031	0,1%

La redevance annuelle versée par Enedis au SDEC ÉNERGIE est composée de deux parts :

- La part R1 qui a pour objet de compenser les frais supportés par le SDEC ÉNERGIE dans l'exercice de son pouvoir d'autorité Concédante,
- et la part R2 qui a pour objet de compenser partiellement les dépenses effectuées par l'Autorité concédante au bénéfice du réseau concédé.

Les modalités de calcul de la R1 et de la R2 sont fixées à l'article 2 de l'annexe 1 du cahier des charges annexé à la convention de concession en date du 29 juin 2018. En 2021, le montant de la redevance R1 atteint 1 345 k€ en progression de 3 %. La redevance R2 atteint 2 914 k€ en hausse de 2,5%.

Conformément aux dispositions de l'article 8 du cahier des charges, Enedis participe au financement des travaux destinés à l'amélioration esthétique des ouvrages existants sur le territoire de la concession. Dans le cadre de la convention en date du 29 juin 2018, cette participation a été fixée à 40% du coût de financement des travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage du SDEC ÉNERGIE aux fins d'intégration des ouvrages de la concession dans l'environnement, dans la limite de à 650 000€ k€ HT.

Les travaux de raccordement réalisé par le SDEC ÉNERGIE qui ont fait l'objet d'une remise d'ouvrages à Enedis sont éligibles au reversement par le Concessionnaire de la part financière des travaux couverte par le tarif (PCT). C'est à ce titre qu'Enedis a versé 1 232 k€ au SDEC ÉNERGIE en 2022.

Il est à noter que le flux Facé indiqué dans le tableau ci-dessus ne représente pas une ressource contractuelle versée directement par Enedis au Syndicat, il s'agit du montant des aides à l'électrification rurale attribué au titre de l'année N pour le département du Calvados par le CAS Facé. Il s'agit d'une des recettes du Syndicat lui permettant de financer les travaux qu'il réalise sur le réseau de distribution publique d'électricité.

23. BILAN DE LA PARTIE COMPTABLE ET FINANCIÈRE

POINTS FORTS

- La localisation de la quasi-totalité des ouvrages en concession.
- Un rythme d'investissements marquant et soutenu au vu l'évolution de la valeur brute des ouvrages bien qu'en léger ralentissement sur cet exercice (+3,4% contre 3,8% en 2021). L'augmentation est liée aux investissements réalisés par les deux maîtres d'ouvrage.
- La reconstitution de la valeur brute au 31 décembre 2022 affichée au compte rendu d'activité sur la base des données communiquées par le Concessionnaire à la maille des communes et par type d'ouvrages.
- Un taux d'amortissement (44,9%) relativement bas, traduisant un âge moyen comptable « jeune » (moyenne constatée 46%).
- La transmission d'un tableau de variation du stock de provisions pour renouvellement présentant les flux de dotations/reprises/réaffectations des provisions pour renouvellement par type d'ouvrages,
- Le montant de la dotation globale aux provisions pour renouvellement et le montant de la reprise ont donc pu être correctement rapprochés du compte d'exploitation présenté dans le compte rendu d'activités 2022.
- Les dépenses d'investissements du Concessionnaire majoritairement localisées, d'un niveau satisfaisant.

POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER

Points à surveiller en 2023 :

- Le maintien et la progression des montants de travaux mis en concession annuellement en dehors des effets de la localisation des ouvrages.
- L'évolution du résultat d'exploitation de la concession, de la contribution à l'équilibre et du taux de marge.

Points en attente en 2023 :

- Le niveau d'investissements de performance du réseau hors des dépenses liées au déploiement du compteur Linky doit se redresser après une baisse sur trois exercices consécutifs afin de maintenir une bonne qualité de distribution de l'électricité sur le périmètre de la concession.
- Les motifs précis expliquant d'une part la baisse globale du taux de financement du Concédant à partir de 2010 et d'autre part les ruptures de chronique du taux de financement du Concédant en fonction des millésimes et des types d'ouvrages.
- L'insertion des numéros d'affaires dans toutes les requêtes comptables afin de faire le lien avec les travaux et la mise en place d'un identifiant technique permettant de rapprocher les données des différentes bases du Concessionnaire (SIG, technique et comptable).
- La communication du barème de valorisation des ouvrages remis par le Concédant.
- L'inventaire comptable détaillant les biens de reprise et les biens propres.

POINTS FAIBLES OU EN ATTENTE RÉCURRENTE

- L'incapacité du Concessionnaire à expliquer précisément l'augmentation du taux moyen annuel d'écart de valorisation.
- L'absence de communication des origines de financement pour le financement concédant par immobilisation en distinguant (financement concédant « réel » / réaffectation des droits en espèce/ réaffectation des provisions pour renouvellement).
- La non-transmission des études permettant de justifier l'allongement de la durée de vie des ouvrages et celles relatives à la gestion probabiliste des provisions qui entrainent des reprises au compte de résultat d'amortissements et de provisions pour renouvellement limitant ainsi les financements du concédant.
- La non-transmission des études permettant de justifier l'allongement de la durée de vie des réseaux aériens HTA dans le cadre des opérations de prolongation de durée de vie qui entrainent les mêmes effets comptables que ceux décrits ci-dessus lorsque les ouvrages deviennent non renouvelables.
- 32% seulement des charges sont natives de la concession, ce qui est bien insuffisant pour fournir une image financière représentative de la concession et plusieurs comptes de charges sont trop fortement globalisés.

COMMISSION DE DEVELOPPEMENT ECONOMIQUE DU 12 SEPTEMBRE 2024
AIDES AUX EXTENSIONS POUR ALIMENTATION ELECTRIQUE DES ACTIVITES ECONOMIQUES ET OUVRAGES COMMUNAUX ET INTERCOMMUNAUX
PRESENTATION AU BUREAU SYNDICAL DU 22/03/2024

			ACTIVITE ECONOMIQUE											
COMMUNE	CAT. COMMUNE	DOCUMENT D'URBANISME	PROJET A ALIMENTER	PETITIONNAIRE	TYPE DE TRAVAUX	LINEAIRE EXTENSION	EXTENSION		FINANCEMENT HT					
									EXTENSION					RENFORCEMENT
							TYPE	HT	SDEC ENERGIE	PCT	TOTAL AIDES	COMMUNE	PETITIONNAIRE	SDEC ENERGIE
BARBERY *OS prévu le 23/09/2024*	C	Permis de construire	Bâtiment dédié à la production de teurgoule (150 kVA)	LA FERME DE LA VIEILLE ABBAYE	Extension BT	25	Barème	4 468,00 €	1 340,40 €	1 787,20 €	3 127,60 €	0,00 €	1 340,40 €	0,00 €
BOURGEAUVILLE *Etude en cours*	C	Hors champ d'urbanisme	Panneaux d'information sur autoroutes (12kVA)	SANEF	Extension BT	130	Barème	12 349,00 €	3 704,70 €	4 939,60 €	8 644,30 €	0,00 €	3 704,70 €	0,00 €
LIVAROT-PAYS-D'AUGE NOTRE-DAME-DE-COURSON *OS prévu le 18/09/2024*	C	Permis de construire	Maison individuelle servant de logement principal et bâtiment équestre (barns)	HARAS BELLEDAME	Extension BT	220	Barème	19 549,00 €	5 864,70 €	7 819,60 €	13 684,30 €	0,00 €	5 864,70 €	0,00 €
MANERBE *Art, R323-25 en cours*	C	Déclaration préalable	Pylône pour antenne de télécommunication mobile (BOUYGUES)	CELLNEX France INFRASTRUCTURE - NOVINTEL AXIANS MOBILE OUEST	Extension BT + renforcement	280	Barème	24 349,00 €	7 304,70 €	9 739,60 €	17 044,30 €	0,00 €	7 304,70 €	11 654,16 €
ST-PIERRE-EN-AUGE BRETTEVILLE-SUR-DIVES *OS prévu le 02/10/2024*	C	Déclaration préalable - Hors champ d'urbanisme	Serre tunnel professionnelle pour une exploitation maraichère (36 kVA)	SCI La Colline CARRE Timothée	Extension BT	120	Barème	11 549,00 €	3 464,70 €	4 619,60 €	8 084,30 €	0,00 €	3 464,70 €	0,00 €
ST-VAAST-SUR-SEULLES *Etude à lancer*	C	Hors champ d'urbanisme	Local de stockage existant (36 kVA - Triphasé).	EARL des Pommeraies	Extension BT	240	Barème	21 149,00 €	6 344,70 €	8 459,60 €	14 804,30 €	0,00 €	6 344,70 €	0,00 €
VAL D'ARRY NOYERS-BOCAGE *Etude 2023*	C	Déclaration préalable	Pylône de télécommunications (12kVA MONO)	SNC ATC FRANCE	Extension HTA et BT	300	Réel	65 051,28 €	10 000,00 €	26 020,51 €	36 020,51 €	0,00 €	29 030,77 €	0,00 €

OUVRAGE COMMUNAL OU INTERCOMMUNAL														
COMMUNE	CAT COMMUNE	DOCUMENT D'URBANISME	PROJET A ALIMENTER	PETITIONNAIRE	TYPE DE TRAVAUX	LINEAIRE EXTENSION	EXTENSION		FINANCEMENT HT					
									EXTENSION					RENFORCEMENT
							TYPE	HT	SDEC ENERGIE	PCT	TOTAL AIDES	COMMUNE	PETITIONNAIRE	SDEC ENERGIE
CORDEBUGLE *Etude en cours*	C	Simple avis	Station de pompage AEP (36 kVA) Passage Tarif VERT privée à C5	CA Lisieux Normandie	Extensiont BT + dépose HTA (pas dans chiffrage)	125	Barème	11 949,00 €	(1) 2 824,74 €	4 779,60 €	7 604,34 €	0,00 €	4 344,66 €	0,00 €
CORMOLAIN *Etude à lancer*	C	Permis de construire modificatif	Future station de pompage d'Eau Potable à la suite de la démolition de l'existante	SMPEP SUD BESSIN PRE-BOCAGE	Extension BT + renfo	130	Barème	14 968,00 €	5 987,20 €	5 987,20 €	11 974,40 €	0,00 €	2 993,60 €	63 786,84 €
LAIZE-CLINCHAMPS LAIZE-LA-VILLE *Etude à lancer*	C	Permis d'Aménager	Lotissement communal Tranche 1, 25 lots, 4 bâtiments, 1 distributeur, 1 armoire EP, 2 borne IRVE (265 kVA estimés)	Commune	Extension viabilisation HTA et BT	1380	Réel	214 260,98 €	(2) 85 704,39 €	85 704,39 €	171 408,78 €	42 852,20 €	0,00 €	0,00 €
LES MOUTIERS-EN-CINGLAIS *Travaux ENEDIS*	C	Permis de construire	Restructuration d'un hangar artisanal en cuisine centrale collective, locaux des services techniques et salle communautaire de réunions (630kVA)	CC Cingal Suisse-Normande	Extension HTA + BT MOA ENEDIS	126	Devis ENEDIS	24 592,00 €	(3) 9 049,86 €	PCT à 40 %	9 049,86 €	0,00 €	(*) 5 705,34 €	0,00 €
ST-GERMAIN-DE-LIVET *Art. R323-25 en cours*	C	Simple avis	Station de pompage existante avec suppression d'un poste "Tarif VERT" (36 kVA TRI)	CA Lisieux Normandie	Extensiont BT + dépose HTA (pas dans chiffrage)	230	Barème	20 349,00 €	(4) 4 810,50 €	8 139,60 €	12 950,10 €	0,00 €	7 398,90 €	0,00 €
THAON *Etude en cours*	C	Déclaration Préalable	Alimentation d'un cabinet médical (36 kVA - Triphasé).	Commune	Extension BT	45	Barème	5 549,00 €	2 219,60 €	2 219,60 €	4 439,20 €	1 109,80 €	0,00 €	0,00 €
VIRE NORMANDIE ROULLOURS *Art . R323-25 en cours*	C	Permis d'Aménager	Desserte intérieure d'un lotissement communal "La Clé des Champs" (22 lots) + raccordement d'une parcelle supplémentaire destinée à la construction sur le parcours de la desserte intérieure BT	VIRE NORMANDIE	Desserte BT	370	Réel	38 348,77 €	15 339,51 €	15 339,51 €	30 679,02 €	7 669,75 €	0,00 €	0,00 €
					TOTAUX	**3 721**		**488 481,03 €**	**163 959,70 €**	**185 555,61 €**	**349 515,32 €**	**51 631,75 €**	**77 497,16 €**	**75 441,00 €**

(1) *CORDEBUGLE = commune de cat, C => Poids communes C/B2 par rapport à la population totale de la CC = 59,11 % donc aide de 23,64 % au lieu de 40 %*

(2) *La commission ne souhaite pas voir appliquer le plafond des 20 000 €, l'aide est donc de 40 %*

(3) *LES MOUTIERS-EN-CINGLAIS = commune de cat. C => Poids communes C/B2 par rapport à la population totale de la CC = 91,99 % donc aide de 36,80 % au*

(4) *ST-GERMAIN-DE-LIVET = commune de cat, C => Poids communes C/B2 par rapport à la population totale de la CC = 59,11 % donc aide de 23,64 % au lieu de*

(*) *PCT incluse*

T

Avenant 1 à la :
CONVENTION DEPARTEMENTALE DE PARTENARIAT POUR LA GESTION DU DISPOSITIF SOLIDARITE ENERGIE DU FONDS DE SOLIDARITE POUR LE LOGEMENT
2023-2025

ENTRE :

Le Département du Calvados, 9 rue Saint-Laurent, BP 20520 - 14035 CAEN cedex 1, représenté par Monsieur Jean-Léonce DUPONT, Président, dûment habilité à signer la présente convention, par délibération de la commission permanente du Département du Calvados du .....

Ci-après désigné : « le Département », d'une part,

ET :

Le SDEC ENERGIE - Syndicat Intercommunal d'Energie du Calvados, autorité organisatrice du service public de distribution d'électricité et de gaz, représenté par sa Présidente Madame Catherine GOURNEY-LECONTE dûment habilitée à signer la présente convention par la délibération du Bureau Syndical en date du 27 septembre 2024,

Ci-après désigné : « SDEC ENERGIE », d'autre part,

Considérant les dispositions suivantes :

Vu le code de l'énergie et ses textes d'applications,

Vu la loi n° 90-449 du 31 mai 1990 visant à la mise en œuvre du droit au logement, modifiée,

Vu la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978 modifiée relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés, dite loi «informatique et Libertés»,

Vu la loi n° 2004-809 du 13 août 2004 relative aux libertés et responsabilités locales transférant la gestion et le financement de fonds de solidarité pour le logement aux Départements, notamment son article 65,

Vu la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes,

Vu la loi n° 2014-366 du 24 mars 2014 pour l'accès au logement et un urbanisme rénové,

Vu la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, notamment son article 201,

Vu le décret n° 2005-212 du 2 mars 2005 relatif aux fonds de solidarité pour le logement,

Vu le décret n° 2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau,

Vu le règlement intérieur des fonds de solidarité pour le logement, énergie, eau, approuvé par la commission permanente du Conseil départemental du 27 mars 2023, joint en annexe de cette convention,

Les articles de la convention sont modifiés comme suit :

Article 9.1 - Financement du FS2E (précédemment appelé FSE) par le SDEC ENERGIE

Le SDEC ENERGIE contribue financièrement au dispositif pour un montant maximal de 40 000 € pour l'année 2024.

Article 10 - Conditions de versement de la dotation financière du SDEC ENERGIE

Le versement de la subvention intervient en deux temps :

1. Versement de 25 % de la subvention (soit 10 000 €) dans le mois suivant la signature de l'avenant à la convention,

2. Versement du solde de la dotation sur appel de fonds du Département.
   Limité à un montant de 30 000 €, l'appel de fonds devra être effectué au plus tard le 1er novembre 2024 par le Département et fera état :
   - du montant du budget prévisionnel (dotations partenariales 2024),
   - du montant des dépenses effectuées au moment de l'appel de fonds et des dépenses projetées à fin 2024,
   - du montant estimé par le Département pour répondre aux demandes d'aides à fin 2024.

→ Sans sollicitation de fonds complémentaires avant le 1er novembre 2024, le Département du Calvados ne pourra prétendre à aucun complément de subvention, sans aucune autre compensation.

Pour le SDEC ENERGIE
La Présidente

Catherine GOURNEY-LECONTE

Pour le Département du Calvados
Le Président

Jean-Léonce DUPONT

LOGO MAR

CONVENTION DE PARTENARIAT

Pour le financement de travaux de rénovation énergétique à destination de ménages aux ressources modestes pour la prévention et le traitement de situations de précarité énergétique

Entre

Le SDEC ENERGIE - **Syndicat Départemental d'Energies du Calvados**, représenté par sa Présidente Catherine GOURNEY-LECONTE, autorisée par délibération du comité syndical en date du 30 mars 2023, dont le siège est situé : Esplanade Brillaud de Laujardière - CS 7 5046 4077 CAEN CEDEX 5 ;

Ci-après dénommé **Le SDEC ENERGIE**

Et

XXXXXXXXXXX représenté par son Président, Monsieur XXXXXXXXXXX, dûment habilité à la signature de la présente convention, en vertu de la délibération du Conseil d'administration.

Ci-après désigné **« Le MAR »**

Préambule

Acteur local de lutte contre la précarité énergétique depuis de nombreuses années, le SDEC ENERGIE apporte son soutien financier aux impayés d'énergie et contribue au financement de travaux pour l'amélioration thermique des logements afin de prévenir et traiter des situations de précarité énergétique sur le territoire du Calvados.

Pour le fonctionnement de son dispositif de soutien, le SDEC ENERGIE s'appuie sur un réseau d'accompagnateurs Rénov' (MAR), habilités par l'ANAH dans le cadre du parcours accompagné à fournir un soutien technique et social renforcé. Ces MAR sont seuls habilités à répondre à des besoins spécifiques d'accompagnement comme le traitement des situations de précarité énergétique.

La présente convention a pour objet de définir le règlement intérieur du dispositif, son financement et son fonctionnement.

Article 1 : Objet de la convention

La présente convention formalise le partenariat entre le SDEC ENERGIE et « nom du partenaire », en qualité de MAR (mon accompagnateur Rénov) labellisé « accompagnement renforcé », dont la finalité du dispositif est de prévenir et traiter des situations de précarité énergétique.

Le SDEC ENERGIE contribue au financement du dispositif géré par le MAR qui assiste le bénéficiaire dans son projet de rénovation de l'habitat, de la constitution du dossier au versement de l'aide.

Le SDEC ENERGIE intervient en complément de l'ensemble des aides sollicitées par le MAR, dans le but de réduire le reste à charge des bénéficiaires.

L'aide du SDEC ENERGIE vise donc en priorité des ménages en difficulté sociale, dont les capacités de financement sont contraintes (faiblesse des ressources, niveau d'endettement, apport financier quasi inexistant, reste à charge important après déduction des aides sollicitées, problématique dans le bouclage du plan de financement, etc.).

La présente convention détermine les modalités d'exécution du dispositif.

Article 2 : Règlement intérieur du dispositif d'attribution des aides aux ménages en situation de précarité énergétique pour la réalisation de travaux de rénovation de leur logement

2.1 Nature des travaux aidés

L'aide concerne des travaux d'investissement qui permettent d'améliorer les conditions d'existence de ménages en situation de précarité énergétique et de réduire tant leurs consommations que leurs dépenses d'énergie.

Ces travaux visent à améliorer les performances énergétiques du logement des ménages identifiés par le MAR (isolation générale, installation ou remplacement d'un mode de chauffage et/ou production d'eau chaude, remplacement des ouvrants, installation de volets, installation d'une régulation, installation d'une VMC, etc.).

2.2 Conditions de performance énergétique atteinte après travaux

Les travaux de rénovation énergétique doivent permettre d'atteindre des performances énergétiques définies par le dispositif de « ma prime rénov ».

> Et à minima une étiquette énergie D dans le cas d'une acquisition pour rénovation (date d'acquisition du bien immobilier de moins de 24 mois).

2.3 Critères d'éligibilité des bénéficiaires

L'aide est attribuée à des propriétaires occupants dont les logements sont situés sur le territoire du Calvados et occupés au titre de leur résidence principale.

Si le dispositif d'aide s'adresse en priorité à des foyers aux ressources très modestes, il est également ouvert aux foyers aux ressources modestes, selon les conditions financières de l'Agence Nationale de l'Habitat (ANAH).

2.4 Attribution de l'aide

1. Le MAR identifie le bénéficiaire potentiel de l'aide attribuée par le SDEC ENERGIE.

2. Le MAR accompagne le bénéficiaire et l'assiste dans la mise en œuvre de son projet ainsi que dans l'élaboration de son plan de financement.

   → Il veillera particulièrement à ce que l'aide du SDEC ENERGIE ne participe pas à écrêter les autres dispositifs financiers sollicités.

3. Le MAR constitue le dossier permettant au SDEC ENERGIE de statuer sur le montant de l'aide en commission Relations usagers et Précarité énergétique.

   → Le MAR communique la demande d'aide à l'adresse suivante : energie@sdec-energie.fr.

   → Le dossier de demande est constitué :

   - de l'annexe 1 – Fiche de renseignements complétée en format Word et en format Excel pour les éléments relatifs au coût et financement des travaux,
   - de l'évaluation ou de l'audit énergétique,
   - des deux derniers avis d'imposition (si possible),
   - des devis.

   Le SDEC ENERGIE vérifie l'éligibilité de chacun des dossiers avant son examen par la commission Relations usagers et Précarité énergétique.

4. La commission Relations usagers et Précarité énergétique détermine le montant de l'aide au regard des éléments du dossier.

   → L'aide est accordée aux termes d'une délibération du bureau syndical du SDEC ENERGIE sur avis de la commission Relations usagers et Précarité énergétique. A l'exception de la période estivale, la commission se réunit selon un calendrier communiqué au MAR.

5. Le SDEC ENERGIE informe le MAR des suites données à sa demande et notifie la décision d'attribution de l'aide au bénéficiaire.

2.5 Montant de l'aide attribuée aux bénéficiaires

La demande d'aide est plafonnée à 2 000 € par dossier auxquels s'ajoutent les frais de l'accompagnement social, technique et d'études du MAR d'un montant de 300 €.

→ Dans un contexte d'évolution de ma Prime Rénov, le MAR doit particulièrement être vigilant à ce que l'aide du SDEC ENERGIE n'écrête pas les aides potentielles des autres dispositifs financiers.

→ Il revient au SDEC ENERGIE de déterminer au cas par cas et au regard des éléments du dossier, le montant de l'aide à apporter.

2.6 Versement des aides

Au plus près de l'achèvement des travaux, le MAR transmet au SDEC ENERGIE un état liquidatif (annexe 2), relatif à des dossiers qui sont à payer, ou qui vont l'être très prochainement.

Le SDEC ENERGIE verse le montant de cet état au MAR.

Le MAR, à son appréciation, verse l'aide à l'entreprise ou au bénéficiaire et transmet au SDEC ENERGIE une copie du justificatif de paiement.

2.7 Durée de validité de l'aide

L'aide est attribuée pour une durée de 24 mois à compter de sa date de notification.

→ Ainsi, un dossier pour lequel une aide a été attribuée par le SDEC ENERGIE, et qui n'aurait pas été versée dans les 24 mois après sa date de notification, devra faire l'objet d'une nouvelle demande (forclusion).

Article 3 : Budget du dispositif

Le budget du dispositif 2024 s'élève à 70 000 €, voté par le comité syndical du 28 mars 2024.

Cette enveloppe financière se répartit entre les dossiers présentés par l'ensemble des MAR ayant contractualisé avec le SDEC ENERGIE.

Le SDEC ENERGIE assure le suivi de l'enveloppe financière globale.

Pour l'année 2025, le budget sera soumis au vote du Comité Syndical au 1er trimestre de l'année 2025.

Article 4 : Engagements des parties

Le SDEC ENERGIE s'engage à :

→ Etudier chacun des dossiers présentés par le MAR conformes au règlement intérieur défini à l'article 2.

→ Verser l'ensemble des aides validées par le Bureau Syndical, dans la limite de son enveloppe annuelle.

Le MAR s'engage à :

→ Ne présenter que des dossiers dans lesquels l'aide du SDEC ENERGIE est indispensable pour boucler le plan de financement et ne participe pas à écrêter les autres aides sollicitées.

→ Reverser toute somme au SDEC ENERGIE qui n'aurait pas été utilisée dans le cadre du partenariat.

→ Participer au besoin à des commissions Relations usagers et Précarité énergétique.

Article 5 : Utilisation des données à caractère personnel par le SDEC ENERGIE

Le SDEC ENERGIE est autorisé à traiter pour le compte des MAR les données à caractère personnel présentes dans la fiche de renseignements, afin notamment d'apprécier les difficultés sociales du demandeur et de statuer sur le montant de l'aide.

Le MAR en informe les personnes concernées au moment de la collecte des données.

Dans ce cadre, le SDEC ENERGIE s'engage à traiter les données personnelles collectées uniquement dans le but de déterminer le montant de son aide et se tient au service du MAR en cas de demande d'intervention sur les données à caractère personnel collectées.

Article 6 : Communication

Le soutien du SDEC ENERGIE devra être mentionné dans le traitement des dossiers aidés (plaquette, courrier aux bénéficiaires, brochures, dossiers de presse, site Internet). Les supports de communication utilisés seront soumis pour avis au SDEC ENERGIE avant leur diffusion.

Article 7 : Durée de la convention

La présente convention prend effet à la date de sa signature et s'éteindra de plein droit au 31 décembre 2025.

Les parties conviennent de se rencontrer six mois avant son échéance, afin d'étudier la possibilité de conclure une nouvelle convention, destinée à renouveler leur partenariat.

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.

Article 8 : Cadre contractuel

Les parties conviennent que la présente convention et ses annexes constituent l'ensemble des documents régissant leurs relations contractuelles, sans préjudice de tout document ou accord spécifique pouvant être conclu pour les besoins de la mise en œuvre opérationnelle du projet.

Toute modification de la présente convention doit faire l'objet d'un avenant écrit et signé par les deux Parties. Les annexes peuvent évoluer sans avoir recours à la rédaction d'un avenant.

Fait à Caen, le

Pour XXXXXXXXXXX,	Pour le SDEC ENERGIE,
XXXXXXXXXXX Président	Madame Catherine GOURNEY-LECONTE Présidente

Annexe 1 : Fiche de demande d'aide

Fiche de renseignements

Nom du chargé d'opération	XXXXXX
Nom Prénom du ou des demandeurs	XXXXXX
Numéro de dossier	> *Complété par le SDEC ENERGIE* — XXXXXX
Adresse du logement à rénover	XXXXXX

Le(s) demandeur (s)

Age (s)	XXXXXX	Situation particulière	☐	Si oui, préciser (maladie, handicap, perte d'autonomie, etc.) : XXXXXX

Composition familiale

> Famille monoparentale, couple avec ou sans enfant à charge (nombre), ascendant dépendant au foyer, Etc.

XXXXXX

Nombre de personnes composant le foyer fiscal	1 ☐	2 ☐	3 ☐	4 ☐	5 ☐	+de 5 ☐
Ménages aux ressources « modestes » en € ☐	21.805	31.889	38.349	44.802	51.281	+ 6.462 Par pers sup
Ménages aux ressources « très modestes » en € ☐	17.009	24.875	29.917	34.948	40.002	+ 5.045 Par pers sup

Revenu Fiscal de Référence du ménage	XXXXXX €
Situation professionnelle > Actif, retraité, en recherche d'emploi, RSA, Etc.	XXXXXX
Précisions relatives aux difficultés sociales du ménage	XXXXXX

Emprunt immobilier	☐	*Si oui, préciser le montant des échéances mensuelles*	XXXXXX €

Le logement

Année de construction	XXXX	Surface habitable en m²	XXX	Date d'acquisition	XX /XX /XXXX

Conditions d'habitabilité
Niveau d'isolation générale, humidité, défaillance des équipements de chauffage et d'eau chaude, Etc.

XXXXXX

Le projet

Les travaux de maîtrise de l'énergie (MDE) retenus

→ XXXXXX
→ XXXXXX
→ XXXXXX
→ XXXXXX

Autres travaux

→ XXXXXX
→ XXXXXX
→ XXXXXX
→ XXXXXX

	Avant travaux	Après travaux
Dépenses énergétiques annuelles estimées	XXXXXX €	XXXXXX €
Consommations en kWh EP/m2	XXXXXX	XXXXXX
Classe énergétique	X	X

Gain énergétique, si disponible	%

Coût et financement du projet

→ Compléter le fichier ci-contre

Coût et financement des travaux .xlsx

Photographies intérieures et extérieures du logement :

Annexe 2 : Modèle état liquidatif

LOGO MAR

Accompagnateur Rénov (MAR) :	
Etat liquidatif en date du :	

N° dossier *(Mentionné sur le courrier de notification)*	**Commune**	**Descriptif synthétique des travaux**	**Montant de l'aide attribuée** *(Frais de d'accompagnement social et technique et d'études inclus)*
N°			€
N°			€
N°			€
Total			€

Fait à XXXXXX, le XX/XX/XX

Pour le MAR,

Représentant du MAR

CONVENTION DE PARTENARIAT

entre
le SDEC ENERGIE
et
la Communauté de Communes Vallées de l'Orne et de l'Odon

Entre

Le SDEC ENERGIE - **Syndicat Départemental d'Energies du Calvados**, représenté par sa Présidente Catherine GOURNEY-LECONTE, dûment autorisée par délibération du Bureau Syndical en date du 27 septembre 2024, dont le siège est situé : Esplanade Brillaud de Laujardière - CS 7 5046 14077 CAEN CEDEX 5 ;

Ci-après dénommé le SDEC ENERGIE-

Et

La Communauté de Communes Vallées de l'Orne et de l'Odon, représentée par son Président, Hubert PICARD, située 4 rue du Colonel Arnaud Beltrame, Z.A La Croix Boucher, 14210 EVRECY ;

Ci-après dénommée la Communauté de Communes

Le SDEC ENERGIE et la Communauté de Communes Vallées de l'Orne et de l'Odon pouvant communément être désignés « les parties ».

Préambule

La Communauté de Communes Vallées de l'Orne et de l'Odon mène une politique de transition énergétique sur son territoire. Le SDEC ENERGIE fait de l'accompagnement des communautés de communes dans leur politique de transition énergétique une priorité.

Les deux parties ont décidé de mettre en synergie leur action par la signature de la convention « Programme d'accompagnement des collectivités à la transition énergétique – PACTE » en date du 10 octobre 2022.

Dans le cadre de cette convention PACTE, la Communauté de Communes peut bénéficier d'aides financières du SDEC ENERGIE pour les prestations réalisées par des tiers en matière de planification énergétique, d'animation territoriale et d'exemplarité.

La Communauté de Communes Vallées de l'Orne et de l'Odon souhaite réaliser une étude d'autoconsommation collective photovoltaïque sur son territoire.

CECI ETANT EXPOSE, IL A ETE CONVENU ET ARRETE CE QUI SUIT :

Article 1 : Objet de la convention

La présente convention porte sur les modalités d'octroi par le SDEC ENERGIE d'une aide financière au titre de l'année 2 de la convention PACTE au bénéfice de la Communauté de Communes Vallées de l'Orne et de l'Odon pour la réalisation d'une étude d'autoconsommation collective photovoltaïque sur son territoire.

Article 2 : Engagements du SDEC ENERGIE

Le SDEC ENERGIE apportera l'aide financière suivante pour la prestation externe mentionnée à l'article 1 :

Coût HT des actions éligibles	Montant à la charge de la CDC	Taux d'aide du SDEC ENERGIE	Aide du SDEC ÉNERGIE
20 520 €	10 260 €	50%	5 130 €

Cette aide financière est conforme aux modalités de financement prévues dans la convention PACTE entre le SDEC ENERGIE et la Communauté de Communes en date du 10 octobre 2022. Elle sera versée après réception par le SDEC ENERGIE des pièces énumérées à l'article 3 ci-après.

Article 3 : Engagements de la Communauté de Communes Vallées de l'Orne et de l'Odon

La Communauté de Communes engagera les dépenses relatives à l'aide financière objet de la présente convention dans un délai d'1 an maximum et clôturera l'action dans un délai de 2 ans maximum.

La Communauté de Communes s'engage à fournir au SDEC ENERGIE l'ensemble des pièces justificatives nécessaires au déblocage des fonds octroyés, à savoir :

- une copie de la facture globale
- le plan de financement définitif
- un exemplaire complet de l'étude réalisée
- un Relevé d'Identité Bancaire

Article 4 : Modalités de versement

Dans un délai d'un mois à compter de la réception des pièces justificatives, le SDEC ENERGIE émettra un mandat du montant de la subvention en faveur de la collectivité.

Article 5 : Cadre contractuel

Les parties conviennent que la présente convention constitue l'ensemble des documents régissant leurs relations contractuelles, sans préjudice de tout document ou accord spécifique pouvant être conclu pour les besoins de la mise en œuvre opérationnelle du projet.

Toute modification à la présente convention fera l'objet d'un avenant écrit entre les parties.

Article 6 : Durée de la convention

La présente convention prend effet après signature par les deux parties. Si les pièces justificatives prévues à l'article 3 de la présente convention ne sont pas produites au plus tard 2 ans et 1 mois après la date de signature de la présente convention, la Communauté de Communes ne pourra plus y prétendre, sans aucune autre compensation.

Fait à Caen, en deux exemplaires originaux, le

Catherine GOURNEY-LECONTE	Hubert PICARD
Présidente du SDEC ENERGIE	Président de la Communauté de Communes Vallées de l'Orne et de l'Odon

AVENANT à la convention « PACTE »

Programme d'Accompagnement des Collectivités à la Transition Energétique

Communauté de Communes du Pays de Falaise

Entre :

La Communauté de Communes du Pays de Falaise, représentée par son Président, Jean-Philippe MESNIL, dûment habilité à la signature du présent avenant, en vertu de la délibération du Conseil communautaire en date du 19 septembre 2024 et ci-après désignée la communauté de communes,

et

Le SDEC ENERGIE (Syndicat Départemental d'Energies du Calvados) représenté par sa Présidente, Catherine GOURNEY-LECONTE, en vertu de la délibération du Bureau Syndical en date du 27 septembre 2024 et ci-après désigné : le SDEC ENERGIE,

Préambule :

Le SDEC ENERGIE a expérimenté un nouvel accompagnement à destination des EPCI visant à les accompagner dans la mise en œuvre de leur politique de transition énergétique : le PACTE. La Communauté de Communes du Pays de Falaise fait partie des 3 EPCI ayant participé à cette expérimentation dans le cadre d'une convention signée avec le SDEC ENERGIE le 19 juillet 2022 pour 3 ans.

Suite à un bilan de cette expérimentation réalisé en mai 2024 sur la base des 18 premiers mois de mise en œuvre du PACTE, le bureau syndical du SDEC ENERGIE a approuvé le 5 juillet 2024 un format et des modalités consolidés d'accompagnement PACTE en vue de son déploiement auprès des autres EPCI du Calvados. Il a également approuvé la possibilité pour les EPCI engagés dans cette expérimentation de bénéficier des nouvelles dispositions par avenant à la convention en cours.

La Communauté de Communes du Pays de Falaise souhaite bénéficier des nouvelles modalités du PACTE dont la finalité et les principes restent inchangés et cohérents avec ses objectifs.

Il est convenu ce qui suit :

Article 1 : OBJET DE L'AVENANT

Le présent avenant modifie la convention relative « PACTE » Programme d'Accompagnement des Collectivités à la Transition Energétique » établie entre le SDEC ENERGIE et la Communauté de Communes du Pays de Falaise le 19 juillet 2022 (voir en annexe 1).

Il a pour but de définir les modifications apportées au contenu de l'accompagnement et à ses modalités de mise en œuvre.

Article 2 : MODIFICATIONS APPORTEES PAR L'AVENANT

Le présent avenant modifie :

➢ L'article 2 : Description de l'accompagnement – Appui en ingénierie

Le volet 1 – Impulsion d'actions sur le patrimoine des collectivités reste inchangé.

Le volet 2 – Contribution aux démarches de planification énergétique et projets territoriaux de l'EPCI est modifié de la façon suivante :

Paragraphe « Mise à disposition de données »

- Au premier alinéa, les termes « chaque année » sont remplacés par « A l'échéance convenue entre l'EPCI et le SDEC ENERGIE, une fois sur la durée de la convention ».
- Au 1er point relatif au rapport des activités du SDEC ENERGIE, les termes « pour l'année écoulée » sont supprimés et remplacés par « réalisés sur les 3 à 6 années passées »
- Le 2e point relatif aux données territoriales est remplacé par « Mise à jour annuelle du recensement des installations ENR collectives existantes dans l'atlas des énergies sur Mapeo, à partir des données du SDEC ENERGIE et collectées auprès des acteurs régionaux »
- Dans l'encart « livrable », le mot « annuel » est supprimé.

Paragraphe « Production d'analyses comparatives entre EPCI »

- Le paragraphe entier est supprimé

Paragraphe « Mise à disposition d'outils informatiques pour le suivi du PCAET par l'EPCI »

- Dans le point relatif à l'atlas des énergies, le point relatif au partage de l'information sur les projets existants est supprimé

Paragraphe « Présence dans les instances de suivi des démarches de l'EPCI financées au titre de l'article 3 de la présente convention »

- Dans l'intitulé du paragraphe, les termes « financées au titre de l'article 3 de la présente convention » sont remplacés par « relatives à l'énergie ou au PCAET ».
- Dans le 1er alinéa, les termes « soutenues financièrement au titre de la présente convention » sont remplacés par « menées par l'EPCI ».

Le volet 3 – Sensibilisation des élus, agents et habitants est modifié de la façon suivante :

Le paragraphe *« Interventions à titre d'experts »* reste inchangé.

Paragraphe « Animations à la Maison de l'énergie »

- Au premier alinéa, les termes « maximum 2 animations par an sur la durée de la convention » sont remplacés par « 3 animations sur la durée de la convention »

Le paragraphe *« Une action territoriale de sensibilisation à la transition énergétique avec la Maison de l'énergie »* reste inchangé.

Un volet 4 – Innovation et mutualisation est ajouté :

Animation de la Commission consultative pour la transition énergétique (CCTE)
Le SDEC ENERGIE organise, prépare, anime et assure le suivi de 2 séances plénières annuelles de la Commission consultative, des groupes de travail de mise en œuvre de la feuille de route de la CCTE et du comité technique de la CCTE composé des référents techniques des EPCI et structures porteuses des PCAET en charge de la transition énergétique.
Le SDEC ENERGIE met à disposition une plateforme collaborative de partage de documents, d'informations entre les membres du comité technique.

Coordination des actions mutualisées issues des travaux de la CCTE
Le SDEC ENERGIE assure la coordination des actions mutualisées entre le SDEC ENERGIE et les EPCI issues des travaux de la CCTE et impliquant la Communauté de Communes du Pays de Falaise. Ces actions peuvent faire l'objet de conventions spécifiques précisant les modalités du partenariat. C'est le cas notamment du dispositif Soleil 14, objet d'une convention spécifique entre le SDEC ENERGIE et la Communauté de Communes du Pays de Falaise en date du 17 décembre 2021.

➢ L'article 3 : Description de l'accompagnement – Aides financières

Le contenu de l'article 3 est remplacé par les dispositions suivantes :

« *Dépenses éligibles*
La présente convention ouvre la possibilité pour la communauté de communes de bénéficier d'aides financières pour les achats de biens, de travaux et de services suivants :

- ❑ Les prestations intellectuelles à l'échelle de tout ou partie de l'EPCI relatives à **la planification énergétique, l'animation territoriale et l'exemplarité** dont :
    - Schéma directeur énergie et autres études énergétiques stratégiques
    - Etudes de faisabilité d'énergies renouvelables territoriales, dont les études de filières (études à la maille de l'EPCI ou d'une partie de son territoire sur le photovoltaïque, le bois énergie, la méthanisation… Les études d'une installation seule sont exclues du présent accompagnement.)
    - Bilan de gaz à effet de serre interne à l'EPCI (hors Bilan Carbone réglementaire)
    - Sensibilisation et médiation en lien avec les projets ENR (acceptabilité des projets de méthanisation, information de la population…)

- Appui à des dynamiques citoyennes sur l'énergie et sensibilisation du public
- Sensibilisation des scolaires dans le cadre des projets territoriaux de la Maison de l'énergie

NB : les études relatives à un site ou un bâtiment sont exclues de ces aides

❑ Les actions portées par l'EPCI ayant un impact favorable à la transition énergétique de son territoire :

- travaux de rénovation bâtiments de l'EPCI (isolation, équipements, régulation dont GTC…). Les travaux réalisés doivent remplir les conditions d'éligibilité au dispositif des certificats d'économies d'énergie (pour les actions identifiées dans le dispositif)
- installations d'énergies renouvelables si compatible avec aides d'Etat,
- vélos, abri-vélos,
- etc.

Montant d'aide

Le montant maximum des aides financières attribuées au titre de la présente convention est défini annuellement dans le guide des aides financières du SDEC ENERGIE. A ce jour, il s'élève à 1€/hab dans la limite de 25 000€ et de 80% d'aide publique pour les actions concernées.

La Communauté de Communes du Pays de Falaise ayant une population d'environ 27 400 habitants, le montant maximum de l'aide octroyé à la Communauté de communes s'élève à ce jour à 25 000€/an. L'enveloppe annuelle est considérée sur l'année de convention (et non pas l'année civile).

Le solde non attribué de l'enveloppe annuelle à la date anniversaire de la convention n'est pas reporté sur l'année suivante. Si l'enveloppe annuelle n'est pas entièrement attribuée à la date de mise à jour annuelle du dispositif d'aides du SDEC ENERGIE, le solde restant disponible est recalculé sur la base des nouvelles dispositions, au prorata de la part de l'enveloppe annuelle non consommée (exemple : Si 25% de l'enveloppe annuelle reste à consommer, le montant du solde de l'enveloppe correspondra à 25% de l'enveloppe annuelle calculée selon les modalités de l'aide mise à jour).

Modalités d'obtention

Les demandes d'aides doivent être regroupées en 2 demandes maximum par an.

Les demandes d'aide financière devront être adressées par courrier ou mail au SDEC ENERGIE accompagnées du formulaire-type joint en annexe 2 et des devis des prestations.

La collectivité s'engage à respecter le régime d'aide d'Etat.

Important : Aucun devis ne devra être signé avant l'avis de la Commission transition énergétique du SDEC ENERGIE.

L'attribution de l'aide sera décidée par les instances décisionnelles du SDEC ENERGIE.

Si l'une des prestations ci-dessus est réalisée à l'échelle plus vaste d'un groupement d'EPCI (ex : Pôle métropolitain Caen Normandie Métropole) comprenant la Communauté de communes, l'aide pourra être attribuée à ce groupement en proportion de la population de la Communauté de communes au sein du groupement, sous réserve de son soutien moral à cette étude. »

Versement de l'aide

Les dépenses relatives aux actions financées devront être engagées dans un délai suivant l'attribution de l'aide :

- De 1 an pour les dépenses de fonctionnement,
- De 2 ans pour les dépenses d'investissement.

Elles devront être clôturées dans un délai suivant l'attribution de l'aide :

- De 2 ans pour les dépenses de fonctionnement,
- De 3 ans pour les dépenses d'investissement.

Le versement de l'aide correspondant à une demande est effectué en une seule fois sur la base de justificatifs de dépenses (état récapitulatif des dépenses ou factures acquittées) et de réalisation (rapport d'études, diaporama ou compte-rendu de réunions, photos…). Ce versement pourra intervenir au-delà de la date de fin de la présente convention, pour tenir compte des délais de réalisation des actions indiqués ci-dessus.

➢ **Les articles 4, 5 et 6 sont inchangés**

➢ **L'article 7 : Durée de la convention et calendrier**

Les termes du paragraphe sur l'échéance prévisionnelle de mise en œuvre du projet territorial de sensibilisation sont remplacés par : « le projet territorial de sensibilisation se déroulera sur une période comprise entre septembre et novembre 2024 »

➢ **L'article 8 : Contribution financière**

Le 2e alinéa est remplacé par la phrase suivante :

« Le montant de la contribution de la communauté de communes s'élève à 8 000 €, soit 2 000 € par an pour les années 1 et 2 de la convention et 4 000 € pour l'année 3. »

NB : la contribution pour l'année 1 a déjà été versée par la Communauté de communes.

Article 3 : DUREE

Le présent avenant prendra effet après sa signature par les deux parties. La durée de la convention initiale reste inchangée (3 ans).

Fait à Caen, le

Pour la Communauté de Communes
du Pays de Falaise,

Jean-Philippe MESNIL

Pour le SDEC ENERGIE,

ANNEXE 1 : Convention

REÇU LE 22 JUIL. 2022

Convention relative à l'accompagnement à la transition énergétique de la Communauté de communes du Pays de Falaise

Entre :

La communauté de communes du Pays de Falaise, représentée par son Président, Jean-Philippe MESNIL, dûment habilité à la signature de la présente convention, en vertu de la délibération du Conseil communautaire en date du 19 mai 2022 et ci-après désignée la collectivité,

et

Le SDEC ENERGIE (Syndicat Départemental d'Energies du Calvados) représenté par sa Présidente, Catherine GOURNEY-LECONTE, en vertu de la délibération du Bureau Syndical en date du 8 juillet 2022 et ci-après désigné : le SDEC ENERGIE,

Préambule :

La communauté de communes du Pays de Falaise a approuvé son PCAET le 30 juin 2022.

Celui-ci fixe des objectifs de réduction des consommations d'énergie et de production d'énergie renouvelable pour l'ensemble de son territoire.

A ce titre, la Communauté de communes joue un rôle d'animation de son territoire en matière de transition énergétique. Elle cherche à mobiliser et fédérer les acteurs locaux pour mettre en œuvre des actions concrètes et contribuer à l'atteinte des objectifs fixés dans les champs qui les concernent.

Le SDEC ENERGIE accompagne les collectivités dans la mise en œuvre d'actions de transition énergétique notamment en matière de rénovation énergétique des bâtiments publics, production d'énergies renouvelables, mobilité bas carbone, lutte contre la précarité énergétique et sensibilisation de la population. Il apporte une ingénierie permettant aux collectivités de réaliser leurs projets par transfert de compétences ou dans le cadre d'activités complémentaires.

Le SDEC ENERGIE a réalisé un diagnostic énergie intercommunal sur le territoire de la Communauté de communes du Pays de Falaise dans le cadre d'un précédent partenariat sur la période 2018-2021. Celui-ci a notamment permis d'identifier les priorités en termes d'actions sur le patrimoine public, de formuler des préconisations pour chaque collectivité et d'accompagner 15 bâtiments prioritaires en matière d'efficacité énergétique.

Dans la continuité du diagnostic énergie intercommunal et des engagements pris par la Communauté de communes dans son PCAET, l'enjeu est aujourd'hui de mettre en synergie les compétences et les leviers d'action :

- ✓ de la Communauté de communes du Pays de Falaise en tant qu'animateur du PCAET sur son territoire,
- ✓ du SDEC ENERGIE en tant qu'ingénierie mutualisée au service des collectivités.

Le présent accompagnement à la transition énergétique apporté par le SDEC ENERGIE a pour but de contribuer à créer un effet d'entraînement sur le territoire du Pays de Falaise en faveur du passage à l'action et de la concrétisation des objectifs de son PCAET.

Il est complémentaire aux démarches mutualisées interterritoriales coordonnées par le SDEC ENERGIE dans le cadre de la Commission consultative pour la transition énergétique et aux démarches mutualisées impulsées par la communauté de communes sur son territoire.

Il est convenu ce qui suit :

Article 1 : OBJET DE LA CONVENTION

La présente convention porte sur la mise en œuvre d'un accompagnement par le SDEC ENERGIE de la communauté de communes du Pays de Falaise visant à **mettre en mouvement les acteurs locaux** et à **déclencher des actions concrètes de la part des communes et EPCI** en matière de transition énergétique, principalement sur les 5 thématiques suivantes :

- Bâtiments publics
- Energies renouvelables
- Mobilité bas carbone
- Précarité énergétique
- Eclairage public
- Sensibilisation

L'accompagnement par le SDEC ENERGIE comprend 2 axes :

- ✓ **Un appui en ingénierie** en matière de planification énergétique et de sensibilisation
- ✓ **Des aides financières** pour les prestations de planification énergétique, d'animation territoriale et d'exemplarité de l'EPCI

Article 2 : DESCRIPTION DE L'ACCOMPAGNEMENT – APPUI EN INGENIERIE

Volet 1 : Impulsion d'actions sur le patrimoine des collectivités

L'accompagnement a pour but de favoriser le passage à l'action de la part des collectivités sur la base d'une approche stratégique partagée entre le SDEC ENERGIE et la Communauté de communes, et priorisée en cohérence avec les objectifs de son PCAET (ex : selon l'impact énergétique des actions, les filières ENR prioritaires...).

Au démarrage de l'accompagnement :

- ✓ le diagnostic du patrimoine réalisé précédemment (dans le cadre du diagnostic énergie intercommunal - DEI) est consolidé par un **repérage des bâtiments soumis au décret tertiaire** et par les nouvelles données disponibles, dont le **potentiel solaire** des bâtiments et des espaces artificialisés non bâtis et le diagnostic de la **précarité énergétique** (GeoDIP).
- ✓ Une **enquête auprès des collectivités** est lancée pour faire l'état des lieux de la mise en œuvre par les collectivités des préconisations formulées dans le cadre du Diagnostic énergie intercommunal, identifier les projets des collectivités et les besoins d'accompagnement, voire collecter des données complémentaires comme les logements communaux à vocation sociale à rénover éligibles aux aides du SDEC ENERGIE.

Livrables :

- ➔ Tableau d'inventaire des bâtiments rassemblant les données collectées lors du DEI et les données complémentaires décrites ci-dessus
- ➔ Tableau de suivi des préconisations synthétisant et priorisant les actions à mener par les communes et l'EPCI pouvant être accompagnées par le SDEC ENERGIE (CEP niveau 1, 2, 3, note d'opportunité chaufferies bois, note d'opportunité PV, acquisition de véhicules bas carbone, rénovation de logements communaux à vocation sociale, éclairage public à renouveler, secteurs à enjeux trame noire, etc...)
- ➔ Rapport précarité énergétique GeoDIP

NB : L'accord des communes sera sollicité pour qu'elles autorisent le SDEC ENERGIE à transmettre à la communauté de communes les données non publiques les concernant.

Chaque année, le SDEC ENERGIE et la Communauté de communes se réunissent pour dresser le bilan des actions réalisées et des accompagnements menés. Ils conviennent ensemble des priorités d'accompagnement pour l'année à venir. Le tableau de suivi des préconisations cité plus haut tient lieu d'outil de suivi partagé entre les 2 partenaires.

Suite à cette réunion, le SDEC ENERGIE prend contact avec les collectivités visées.

Cette coordination permet de mobiliser de façon priorisée les collectivités. Cependant, le SDEC ENERGIE se réserve la possibilité de répondre à une sollicitation isolée de la part d'une collectivité du territoire du Pays de Falaise.

Volet 2 : Contribution aux démarches de planification énergétique et projets territoriaux de l'EPCI

L'accompagnement consiste à mettre à disposition de la Communauté de communes des données, des analyses et des outils utiles au suivi du volet transition énergétique du PCAET et à prendre part aux instances de pilotage de ses démarches de planification énergétique et ses projets territoriaux.

Mise à disposition de données

Chaque année, le SDEC ENERGIE fournit des éléments utiles au suivi du PCAET du Pays de Falaise :

- ✓ **Un rapport des activités du SDEC ENERGIE** en matière de transition énergétique sur le territoire de l'EPCI pour l'année écoulée, soit :
  - o Les accompagnements techniques et leurs résultats (actions concrétisées, état du fonctionnement...) : adhésion aux CEP, notes d'opportunités ENR, installations ENR, bornes de recharge pour véhicules électriques, actions sur l'éclairage public, etc.
  - o Les aides financières : études réalisées par un tiers, achat de véhicules à faible émission, lutte contre la précarité énergétique (rénovation des logements, impayés d'énergie), etc.

- Les animations pédagogiques : classes et écoles venues à la Maison de l'Energie

✓ **Des données territoriales accessibles au SDEC ENERGIE** pour l'année écoulée dont :

- les bâtiments publics ayant fait l'objet de travaux de rénovation (données issues du CEP et des partenaires du SDEC ENERGIE par exemple la Préfecture, le Conseil départemental, le CAUE...)
- les nouvelles installations de production d'énergies renouvelables (données issues du SDEC ENERGIE, de ses partenaires comme Biomasse Normandie et du traitement des données en open data de la DREAL et des distributeurs d'énergie)

NB : la liste des données transmises pourra être étoffée selon les besoins de la Communauté de communes et la capacité du SDEC ENERGIE à les obtenir et les traiter. Pour les données non publiques, l'accord des communes sera sollicité pour obtenir leur autorisation pour leur transmission à la communauté de communes.

Livrable :
➔ Document synthétique annuel rassemblant les données ci-dessus.

Production d'analyses comparatives entre EPCI

Le SDEC ENERGIE réalise une analyse départementale de **l'évolution des indicateurs climat-énergie produits par l'ORECAN** à la maille des EPCI (l'échéance de réalisation de cette analyse dépendra du calendrier de publication des données par l'ORECAN) permettant de comparer la dynamique de transition énergétique des EPCI du Calvados.

Livrable :
➔ Document synthétique de présentation de l'analyse.

Mise à disposition d'outils informatiques pour le suivi du PCAET par l'EPCI

Le SDEC ENERGIE met à disposition les outils suivants :

✓ **Le logiciel « PROSPER Actions » :**

- Il comprend 2 modules :
  - Module prospective énergétique : permet d'élaborer des scénarios de stratégie énergétique, par exemple pour un PCAET. Il peut aussi être utilisé dans le cadre de l'évaluation réglementaire du PCAET, pour estimer la contribution des actions mises en œuvre aux objectifs du PCAET.
  - Module de suivi du plan d'actions : permet de suivre l'avancement de la mise en œuvre des actions par la visualisation de la part des actions réalisées par rapport aux actions prévues. Il peut être utilisé pour présenter le bilan réglementaire à mi-parcours des PCAET.
- Il est accessible sur internet à l'adresse https://calvados.prosper-actions.fr. Pour y accéder, l'utilisateur doit s'inscrire directement sur ce site (bouton « inscription » sur la page d'accueil). Un « utilisateur principal » doit être désigné par l'EPCI. Celui-ci est l'interlocuteur principal du SDEC ENERGIE pour l'utilisation du logiciel. Il est chargé de définir les droits des éventuels autres utilisateurs de sa structure (lecture ou mise à jour).
- Le SDEC ENERGIE forme les utilisateurs collectivement ou individuellement et leur apporte une assistance technique. Il assure le lien avec le fournisseur du logiciel « Energies Demain » si nécessaire.
- Le SDEC ENERGIE se réserve la possibilité de remplacer ce logiciel par un logiciel aux fonctionnalités équivalentes ou par un logiciel plus adapté aux besoins des EPCI adhérents au présent accompagnement, après les avoir consultés.

- ✓ **L'atlas des énergies :**
  - Créé principalement à destination des EPCI, il comprend 2 fonctionnalités principales :
    - Centraliser et mutualiser les données géolocalisées utiles pour l'identification du potentiel de projets ENR. Il permet de prioriser les secteurs ou les bâtiments qui présentent des facteurs favorables pour des projets ENR ou d'identifier la localisation de ressources ou de modes de valorisation possible (NB : il ne permet pas d'évaluer l'opportunité/la faisabilité des projets ni de chiffrer le potentiel de production d'un territoire ou d'une installation)
    - Partager l'information sur les projets existants sur les territoires entre le SDEC ENERGIE et l'EPCI au travers de « couches partagées » modifiables par chacun des partenaires (ex : installations ENR existantes, projets d'installations ENR, projets de construction de bâtiments publics). Chaque EPCI ne peut visualiser que son propre territoire, quand le SDEC ENERGIE a accès à l'ensemble du Calvados.
  - Il est accessible sur la plateforme SIG Mapeo-Calvados. Pour y accéder, l'utilisateur doit d'abord créer un compte Mapéo sur le site mapeo-calvados.fr, puis adresser un mail au service SIG du SDEC ENERGIE pour activer le profil « atlas des énergies » (eleheno@sdec-energie.fr). Un « utilisateur principal » doit être désigné par l'EPCI. Celui-ci est l'interlocuteur principal du SDEC ENERGIE pour l'utilisation de l'atlas et est chargé de définir les droits des éventuels autres utilisateurs de sa structure (lecture ou mise à jour).
  - Le SDEC ENERGIE forme les utilisateurs collectivement ou individuellement à l'utilisation de l'atlas.
  - Des évolutions de l'atlas peuvent être apportées selon les besoins des EPCI.

Présence dans les instances de suivi des démarches de l'EPCI financées au titre de l'article 3 de la présente convention

A la demande de la Communauté de communes et dans la limite de la disponibilité des agents, le SDEC ENERGIE participe aux instances de pilotage des démarches de planification énergétique, d'animation territoriale et d'exemplarité soutenues financièrement au titre de la présente convention (cf. article 3).

Volet 3 : Sensibilisation des élus, agents et habitants

L'accompagnement comprend des actions de sensibilisation dans le but de soutenir la mobilisation des acteurs locaux et de la population dans la dynamique du PCAET.

Interventions à titre d'experts

A la demande de la Communauté de communes, le SDEC ENERGIE intervient, dans la limite de la disponibilité des agents, dans des réunions ou temps de sensibilisation dédiés destinés aux élus sur des thématiques relevant de l'expertise du SDEC ENERGIE en lien avec les 6 thématiques identifiées à l'article 1.

Animations à la Maison de l'énergie

Le SDEC ENERGIE réalise maximum 2 animations par an sur la durée de la convention à la Maison de l'énergie, à la demande de la Communauté de communes, pour des groupes constitués au choix de l'EPCI (élus, agents, habitants, membres d'associations...).
L'animation porte sur l'exposition permanente de la Maison de l'énergie, à savoir l'Escape Game « Mission énergie » (cette action peut être envisagée à partir de début 2023 seulement, date de mise en service de l'Escape game).

Une action territoriale de sensibilisation à la transition énergétique avec la Maison de l'énergie

Le SDEC ENERGIE coordonne en lien étroit avec la Communauté de communes la mise en œuvre d'une action de sensibilisation à la transition énergétique à l'attention du public scolaire (à partir du cycle 3) et du grand public en s'appuyant sur l'exposition nomade de la Maison de l'énergie (actuellement : exposition 2050).

La découverte de cette exposition s'accompagne d'une animation réalisée par des personnes formées d'une durée de 2h00 à 2h30 selon les publics.

L'action peut se dérouler sur une période allant de 1 à 3 mois en fonction du nombre d'animations à prévoir (nombre d'établissements scolaires et classes engagés, autres publics visés par l'action : habitants, agents, associations, élus).

L'exposition peut être installée dans un ou plusieurs lieux sur le territoire le temps de l'action et des partenaires peuvent y être associés (établissements scolaires du secondaire, communes...).

L'action territoriale de sensibilisation à la transition énergétique fera l'objet d'une convention complémentaire entre le SDEC ENERGIE, la Communauté de communes, voire les éventuels autres partenaires (ex : collèges, communes), en vue de préciser les modalités pratiques de mise en œuvre.

Cette action est réalisée une seule fois sur la durée initiale de la convention.

Article 3 : DESCRIPTION DE L'ACCOMPAGNEMENT - AIDES FINANCIERES

La présente convention ouvre la possibilité pour la communauté de communes du Pays de Falaise de bénéficier d'aides financières pour les prestations suivantes, réalisées par des tiers en matière de **planification énergétique**, **d'animation territoriale** et **d'exemplarité** :

- ❑ Schéma directeur énergie et autres études énergétiques stratégiques
- ❑ Etudes de faisabilité d'énergies renouvelables territoriales, dont les études de filières (études à la maille d'un territoire sur le photovoltaïque, bois énergie, méthanisation... Les études d'une installation seule sont exclues du présent accompagnement.)
- ❑ Bilan de gaz à effet de serre interne à la collectivité ou portant sur des projets spécifiques (ex : unité de méthanisation, centrale photovoltaïque au sol...)
- ❑ Sensibilisation et médiation en lien avec les projets ENR (acceptabilité des projets de méthanisation, information de la population...)
- ❑ Appui à des dynamiques citoyennes sur l'énergie
- ❑ Sensibilisation des scolaires dans le cadre des projets territoriaux de la Maison de l'énergie

Le montant prévisionnel de l'aide s'élève à :

- 50% de la part restant à la charge de la Communauté de communes, déduction faite des autres aides publiques,
- avec un plafond d'aide de 10 000€ par étude.

Maximum deux prestations peuvent être aidées chaque année sur la durée de la convention. Ces aides font l'objet de conventions dédiées complémentaires.

Si l'une des prestations ci-dessus est réalisée à l'échelle plus vaste d'un groupement d'EPCI (ex : Pôle métropolitain Caen Normandie Métropole) comprenant le Pays de Falaise, l'aide pourra être attribuée à ce groupement en proportion de la population du Pays de Falaise au sein du groupement, sous réserve d'un soutien moral de la Communauté de communes du Pays de Falaise à cette étude.

Les demandes d'aide financière devront être adressées par courrier ou mail au SDEC ENERGIE accompagnées des informations suivantes :

- Devis de la prestation
- Plan de financement
- Montant de l'aide demandée

Important : Aucun devis ne devra être signé avant l'avis de la Commission transition énergétique du SDEC ENERGIE.

Article 4 : ENGAGEMENTS DE LA COLLECTIVITE

A travers cette convention, le SDEC ENERGIE accompagne la Communauté de communes pour mobiliser les acteurs de son territoire en faveur de la transition énergétique. Afin de créer la dynamique souhaitée, il est nécessaire que la Communauté de communes s'implique fortement dans les différentes actions menées avec l'appui du SDEC ENERGIE, dans une logique de partenariat.

La collectivité s'engage à :

- Désigner un élu référent et un ou plusieurs interlocuteurs administratifs ou techniques qui seront les interlocuteurs privilégiés du SDEC ENERGIE pour le suivi de l'exécution de la présente convention notamment pour les actions suivantes :
  - L'impulsion d'actions sur le patrimoine des collectivités
  - La contribution aux démarches de planification énergétique et projets territoriaux de l'EPCI, dont le logiciel PROSPER et l'atlas des énergies
  - La sensibilisation, et plus spécifiquement l'action territoriale de sensibilisation avec la Maison de l'énergie
- Favoriser l'implication des acteurs locaux (communes, écoles...) dans les actions menées dans le cadre de la présente convention par le biais des contacts, des canaux de communication et des outils dont il dispose.
- Organiser les réunions (salle, matériel, envoi des invitations, ...) avec les acteurs de son territoire nécessaires à la mise en œuvre de la présente convention, notamment :
  - Réunions avec les communes relatives au volet 1
  - Réunions avec les établissements scolaires pour l'action territoriale de sensibilisation prévue dans le volet 3
- Concernant l'action territoriale de sensibilisation à la transition énergétique, la Communauté de communes :
  - se charge d'organiser le transport et d'installer l'exposition dans le/les lieu(x) retenus, ainsi que d'assurer le matériel sur toute la durée de l'action,
  - met en place les moyens d'animation de l'exposition,
  - prend en charge les coûts associés :
    - au transport de l'exposition
    - à l'animation (possibilité de co-financement de l'animation par le SDEC ENERGIE : cf. article 3)
  - recherche des solutions logistiques permettant de limiter les coûts de transport lié au déplacement des classes sur le lieu d'animation,
  - informe les écoles du territoire des possibilités de visite de l'exposition sur une période donnée.
- Assurer la communication sur la démarche (insertion d'articles dans les supports de communication de la Communauté de communes ou des communes, organisation de points presse...) avec l'appui du SDEC ENERGIE (fourniture des éléments nécessaires à la rédaction des articles ou communiqués de presse...), notamment sur le volet sensibilisation.

- Communiquer sur le partenariat avec le SDEC ENERGIE. Son logo apparaîtra sur l'ensemble des documents relatifs aux actions menées.

Article 5 : ENGAGEMENTS DU SDEC ENERGIE

Le SDEC ENERGIE s'engage à :

- mettre en place les moyens adéquats pour l'exécution de la présente convention,
- faire son possible pour obtenir les données nécessaires à l'exécution de la présente convention. Cependant, le SDEC ENERGIE ne pourra être tenu pour responsable d'éventuelles carences dans les résultats, causées par la non réponse, le refus ou l'impossibilité de transmettre les données de la part des détenteurs de données, ou par l'inexactitude des données fournies,
- utiliser les données transmises conformément à la législation en vigueur, en respectant la stricte confidentialité des informations transmises par la collectivité.
- concernant l'action territoriale de sensibilisation à la transition énergétique, le SDEC ENERGIE :
  - coordonne le projet : identification du/des lieu(x) d'installation de l'expo, calendrier, construction du planning des animations,
  - met à disposition l'exposition nomade sur le territoire de l'EPCI,
  - participe à la mobilisation des établissements scolaires : recensement des établissements, animation et présentation du projet lors des réunions de présentation, rencontre des chefs d'établissement (ex : collèges)...
  - réalise une session collective de formation des animateurs locaux (associations, enseignants, éco-délégués, agents de collectivités...),
  - réalise 2 animations maximum.
- remettre à la collectivité l'ensemble des livrables prévus dans le cadre de la présente convention.

Article 6 : SUIVI DE LA CONVENTION

Un comité de suivi est constitué avec les représentants du SDEC ENERGIE et de la Communauté de communes soit :

- Communauté de communes : l'élu et le ou les référents techniques désignés par la Communauté de communes,
- SDEC ENERGIE : un représentant du service « Accompagnement à la transition énergétique des territoires ».

Il se réunit annuellement pour :

- Suivre l'avancement et faire le bilan de la mise en œuvre de la présente convention,
- Dresser le bilan des actions engagées par les communes dans le cadre du volet 1 décrit à l'article 2 et convenir des priorités d'accompagnement pour l'année à venir,
- Présenter les données et analyses prévues dans le volet 2,
- Convenir de l'engagement et du calendrier de mise en œuvre des actions prévues dans le volet 3.

Le chef de file pour le suivi de la mise en œuvre de cette convention est le SDEC ENERGIE. Il prépare les documents de séance et rédige les comptes-rendus des réunions de suivi.

Article 7 : DUREE DE LA CONVENTION ET CALENDRIER

La présente convention prend effet après signature des parties pour une durée de 3 ans. Elle pourra être renouvelée pour 3 années supplémentaires sur la base d'un bilan des actions menées.

L'échéance prévisionnelle de mise en œuvre du projet territorial de sensibilisation est l'automne 2023.

Article 8 : CONTRIBUTION FINANCIERE

Le coût du service est estimé 7000€/an soit 21 000€ pour 3 ans.

Le montant de la contribution de la collectivité s'élève à 6000€, soit 2000€ par an pendant 3 ans.

Le paiement de cette contribution doit être effectué annuellement au maximum 2 mois après l'envoi du titre de recette par le SDEC ENERGIE.

La collectivité se libérera des sommes dues par virement, sur le compte ouvert au nom du SDEC ENERGIE.

Fait à Caen, le 19 juillet 2022

Pour la Communauté de Communes du Pays de Falaise,

Jean-Philippe MESNIL

Pour le SDEC ENERGIE,

Catherine GOURNEY-LECONTE

Annexe 2 : formulaire de demande d'aide

Programme d'Accompagnement des collectivités à la Transition Energétique- PACTE-

Formulaire de demande d'aide

Nom de la communauté de communes : .....

Elu(e) en charge du dossier : .....

Référent technique : .....

Adresse mail : ..... **Tel :** .....

Date de signature de la convention PACTE avec le SDEC ENERGIE : / /

Demande d'aide financière pour des actions portées par la communauté de communes au titre de l'article 3 du programme d'accompagnement des collectivités à la transition énergétique :

Année de conventionnement (cocher la case appropriée) : □ **année 1** □ **année 2** □ **année 3**

Montant de l'enveloppe attribuée à la communauté de communes pour l'année[1] : .....

Montant des aides déjà accordées pour l'année en cours : .....

Budget prévisionnel des actions pour lesquelles la communauté de communes sollicite une aide du SDEC ENERGIE[2] (à compléter) :

intitulé des actions	montant total de la dépense (HT)	participation demandée au SDEC ENERGIE*	taux
TOTAL :	0	0 €	

* : La communauté de communes s'engage à respecter le régime d'aides d'Etat applicable en cas de cofinancement par d'autres fonds (DETR, appels à projets, APCR, LEADER...)

Pièce à joindre à la demande :

- □ descriptif détaillé des actions
- □ plan de financement détaillé pour chacune des actions où d'autres financeurs ont contribué (cf page suivante)
- □ devis non signés justifiant le montant de la dépense pour chacune des actions

Fait à : ..... **Le :** / /

Signature du Président et cachet :

[1] Conformément au guide des contributions et aides financières en cours

[2] Conformément aux dépenses éligibles établies dans l'article 3 de la convention modifié selon les termes de l'article 2 de l'avenant à la convention PACTE.

Plan de financement détaillés des actions (à reproduire autant de fois que nécessaire)

Action 1 : .....

montant total de la dépense (HT)	financeurs (une ligne par financeur)	montant	taux
	SDEC ENERGIE		
	autre 1 :		
	autre 2 :		
	autofinancement		
	total :	**0 €**	

* : La communauté de communes s'engage à respecter le régime d'aides d'Etat applicable en cas de cofinancement par d'autres fonds (DETR, appels à projets, APCR, LEADER...)

Action 2 : .....

montant total de la dépense (HT)	financeurs (une ligne par financeur)	montant	taux
	SDEC ENERGIE		
	autre 1 :		
	autre 2 :		
	autofinancement		
	total :	**0 €**	

* : La communauté de communes s'engage à respecter le régime d'aides d'Etat applicable en cas de cofinancement par d'autres fonds (DETR, appels à projets, APCR, LEADER...)

Action 3 : .....

montant total de la dépense (HT)	financeurs (une ligne par financeur)	montant	taux
	SDEC ENERGIE		
	autre 1 :		
	autre 2 :		
	autofinancement		
	total :	**0 €**	

* : La communauté de communes s'engage à respecter le régime d'aides d'Etat applicable en cas de cofinancement par d'autres fonds (DETR, appels à projets, APCR, LEADER...)

CONVENTION DE PARTENARIAT

entre
le SDEC ENERGIE
et
la Communauté de Communes du Pays de Falaise

Entre

Le SDEC ENERGIE - **Syndicat Départemental d'Energies du Calvados**, représenté par sa Présidente Catherine GOURNEY-LECONTE, dûment autorisée par délibération du Bureau Syndical en date du 27 septembre 2024, dont le siège est situé : Esplanade Brillaud de Laujardière - CS 7 5046 14077 CAEN CEDEX 5 ;

Ci-après dénommé le SDEC ENERGIE-

Et

La Communauté de Communes du Pays de Falaise, représentée par son Président, Jean-Philippe MESNIL, située ZA de Guibray, Rue de l'Industrie, 14700 FALAISE ;

Ci-après dénommée la Communauté de Communes

Le SDEC ENERGIE et la Communauté de Communes du Pays de Falaise pouvant communément être désignés « les parties ».

Préambule

La Communauté de Communes du Pays de Falaise mène une politique de transition énergétique sur son territoire. Le SDEC ENERGIE fait de l'accompagnement des communautés de communes dans leur politique de transition énergétique une priorité.

Les deux parties ont décidé de mettre en synergie leur action par la signature de la convention « Programme d'accompagnement des collectivités à la transition énergétique – PACTE » en date du 19 juillet 2022.

Dans le cadre de cette convention PACTE et de l'avenant en date du xx xx 2024, la Communauté de Communes peut bénéficier d'aides financières du SDEC ENERGIE pour les prestations intellectuelles réalisées par des tiers en matière de planification énergétique, d'animation territoriale et d'exemplarité ou d'autres actions portées par l'EPCI et réalisées par des tiers ayant un impact favorable à la transition énergétique de son territoire.

La Communauté de Communes du Pays de Falaise sollicite une aide, dans le cadre du projet territorial de sensibilisation « 2050 », pour des prestations d'animation et le transport des classes.

CECI ETANT EXPOSE, IL A ETE CONVENU ET ARRETE CE QUI SUIT :

Article 1 : Objet de la convention

La présente convention porte sur les modalités d'octroi par le SDEC ENERGIE, d'une aide financière au titre de l'année 3 de la convention PACTE au bénéfice de la Communauté de Communes du Pays de Falaise pour des prestations d'animation et le transport des classes dans le cadre du projet territorial de sensibilisation « 2050 ».

Article 2 : Engagements du SDEC ENERGIE

Le SDEC ENERGIE apportera l'aide financière suivante pour les actions visées à l'article 1 :

Coût HT des actions éligibles	Montant à la charge de la CDC	Taux d'aide du SDEC ENERGIE	Aide du SDEC ÉNERGIE
6 094 €	6 094 €	80%	4 875 €

Cette aide financière est conforme aux modalités de financement prévues dans l'avenant en date du xx xx 2024 à la convention PACTE entre le SDEC ENERGIE et la Communauté de Communes du 19 juillet 2022. Elle sera versée après réception par le SDEC ENERGIE des pièces énumérées à l'article 3 ci-après.

Article 3 : Engagements de la Communauté de Communes du Pays de Falaise

La Communauté de Communes engagera les dépenses relatives à l'aide financière objet de la présente convention dans un délai d'1 an maximum et clôturera l'action dans un délai de 2 ans maximum.

La Communauté de Communes s'engage à fournir au SDEC ENERGIE l'ensemble des pièces justificatives nécessaires au déblocage des fonds octroyés, à savoir :

- Un état récapitulatif des dépenses ou une copie des factures d'animations et de transport
- Le plan de financement définitif
- Un Relevé d'Identité Bancaire

Article 4 : Modalités de versement

Dans un délai d'un mois à compter de la réception des pièces justificatives, le SDEC ENERGIE émettra un mandat du montant de la subvention en faveur de la collectivité.

Article 5 : Cadre contractuel

Les parties conviennent que la présente convention constitue l'ensemble des documents régissant leurs relations contractuelles, sans préjudice de tout document ou accord spécifique pouvant être conclu pour les besoins de la mise en œuvre opérationnelle du projet.

Toute modification à la présente convention fera l'objet d'un avenant écrit entre les parties.

Article 6 : Durée de la convention

La présente convention prend effet après signature par les deux parties. Si les pièces justificatives prévues à l'article 3 de la présente convention ne sont pas produites au plus tard 2 ans et 1 mois après la date de signature de la présente convention, la Communauté de Communes ne pourra plus y prétendre, sans aucune autre compensation.

Fait à Caen, en deux exemplaires originaux, le

Catherine GOURNEY-LECONTE	Jean-Philippe MESNIL
Présidente du SDEC ENERGIE	Président de la Communauté de Communes du Pays de Falaise

COMMISSION TRAVAUX SUR LES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE DU 13 SEPTEMBRE 2024

RACCORDEMENT AU RESEAU DE DISTRIBUTION ELECTRIQUE
PROGRAMME 2024 : 7ème Tranche

Nombre de dossiers : 41

COMMUNE	LOCALISATION	DATE DE LA DEMANDE	PROJET A ALIMENTER	SOLUTION TECHNIQUE	LONGUEUR EXTENSION RESEAU EN ML	EXTENSION en € HT	RENFORCEMENT en € HT
BARBERY	BARBERY	02/07/2024	Bâtiment permettant la production de Teurgoule (150 kVA)	Pose de 25 ml de réseau BT	25	4 337 €	0 €
BONNEVILLE-LA-LOUVET	BONNEVILLE-LA-LOUVET	05/07/2024	Habitation existante (12kVA)	Pose de 116 ml de réseau BT souterrain	116	11 229 €	0 €
BONNEVILLE-SUR-TOUQUES	BONNEVILLE-SUR-TOUQUES	30/01/2023	Viabilisation d'une parcelle (12kVA)	Pose de 100 ml de réseau BT souterrain	100	9 949 €	0 €
BOURGEAUVILLE	BOURGEAUVILLE	30/05/2024	Maison existante (12kVA)	Pose de 70 ml de réseau BT souterrain	70	7 549 €	0 €
BOURGEAUVILLE	BOURGEAUVILLE	03/06/2024	Panneaux d'information (12kVA)	Extension de 130 ml de réseau BT souterrain	130	12 349 €	0 €
CAGNY	CAGNY	24/05/2022	Lotissement privé "Le Domaine de Saulnier"-Tranche 2 de 13 lots et 1 macrolot, kVA - DESSERTE INTERIEURE SOUS DTMO	Pose de 353 ml de réseau BT souterrain	353	43 244 €	0 €
CESNY-AUX-VIGNES	CESNY-AUX-VIGNES	05/03/2024	Nouvelle maison d'habitation	Extension de 50 ml de réseau BT souterrain	50	5 949 €	0 €
CONDE-EN-NORMANDIE	CONDE-SUR-NOIREAU	20/06/2024	Borne IRVE (108kVA)	Pose de 25 ml de réseau BT souterrain	25	4 343 €	0 €
CORMOLAIN	CORMOLAIN	23/02/2024	Future station de pompage d'Eau Potable suite à la démolition de l'existante	RENFORCEMENT : Pose de 255 ml de réseau HTA souterrain, d'un PSSA 250kVA TPC et de 60 ml de réseaux BT souterrains avec reprise des réseaux souterrains et aériens existants. Dépose de 90 ml de réseaux HTA aérien et d'un H61 100kVA. EXTENSION : Pose de 130 ml de réseau BT souterrain	130	14 968 €	63 787 €
CREULLY-SUR-SEULLES	CREULLY	18/03/2024	Lotissement privé de 2 lots, sans création de voirie commune	Pose de 73 ml de réseau BT souterrain	73	7 789 €	0 €
ESCOVILLE	ESCOVILLE	29/06/2022	Lotissement privé de 34 lots maxi et d'une armoire EP (186 kVA MONO foisonnés) - RENFO + AMENEE BT	RENFORCEMENT : Remplacement du PSSA 250 kVA par un PAC I+P 630 kVA et reprise des réseaux HTA et BT EXTENSION AMENEE BT : Pose de 300 ml de réseau BT souterrain	300	26 595 €	63 139 €
FONTENAY-LE-PESNEL	FONTENAY-LE-PESNEL	05/04/2024	Construction existante réhabilitée	Pose d'une remontée aéro-souterraine BT et de 45 ml de réseau BT souterrain	45	5 549 €	0 €
GONNEVILLE-SUR-MER	GONNEVILLE-SUR-MER	03/03/2023	Bâtiment existant transformé en habitation et maison existante rénovée (24kVA)	Insertion d'une émergence et pose de 105 ml de réseau BT souterrain	115	16 504 €	0 €
GOUVIX	GOUVIX	07/05/2024	2 nouvelles maisons d'habitation	Pose de 44ml de réseau BT souterrain	44	8 477 €	0 €
GRAINVILLE-SUR-ODON	GRAINVILLE-SUR-ODON	18/10/2022	7 parcelles dont 6 à bâtir suite démolition de 3 bâtiments annexes - RENFO + DESSERTE	RENFORCEMENT : Pose de 30 ml de réseau BT souterrain DESSERTE INTERIEURE : Pose de 80ml de réseau BT souterrain	80	13 970 €	4 450 €
GRAYE-SUR-MER	GRAYE-SUR-MER	18/01/2024	Nouvelle maison d'habitation (12 kVA)	Pose de 45 ml de réseau BT souterrain	45	5 549 €	0 €
ISIGNY-SUR-MER	NEUILLY-LA-FORET	09/07/2024	Nouvelle maison d'habitation (36 kVA - Monophasé).	Pose de 70 ml de réseau BT souterrain	70	7 549 €	0 €
LAIZE-CLINCHAMPS	LAIZE-LA-VILLE	06/03/2024	Lotissement communal-Tranche 1 de 25 lots, 4 bâtiments, 1 distributeur, 1 armoire EP et 2 borne IRVE (265 kVA estimés)	Création d'un PAC 4UF 630 kVA avec bardage bois. Pose de 1 380 ml de réseau BT souterrain	1 380	222 009 €	0 €
LE BREUIL-EN-AUGE	LE BREUIL-EN-AUGE	03/01/2023	Llotissement privé "Les Hautes Coutures" de 15 lots (102 kVA foisonnés) - AMENEE BT	Pose de 25 ml de réseau BT souterrain	25	4 298 €	0 €
LE FRESNE-CAMILLY	LE FRESNE-CAMILLY	01/12/2023	Nouvelle maison d'habitation (12 kVA)	Pose de 50 ml de réseau BT souterrain	50	5 949 €	0 €

COMMUNE	LOCALISATION	DATE DE LA DEMANDE	PROJET A ALIMENTER	SOLUTION TECHNIQUE	LONGUEUR EXTENSION RESEAU EN ML	EXTENSION en € HT	RENFORCEMENT en € HT
LIVAROT-PAYS-D'AUGE	NOTRE-DAME-DE-COURSON	26/01/2024	Maison individuelle servant de logement principal et bâtiment équestre (barns)	Extension BT de 220 ml en souterrain	220	19 227 €	0 €
MANERBE	MANERBE	15/06/2023	Pylône pour antenne de télécommunication mobile BOUYGUES TELECOM	Pose de 280 ml de réseau BT souterrain	280	32 458 €	0 €
MOYAUX	MOYAUX	19/02/2024	Bâtiment industriel divisé en 9 boxes artisanaux, 210 kVA dont un C4 72 kVA - AMENEE	Pose de 125 ml de réseaux électrique BT souterrain	125	17 447 €	0 €
MOYAUX	MOYAUX	19/02/2024	Bâtiment industriel divisé en 9 boxes artisanaux, 210 kVA dont un C4 72 kVA - DESSERTE INTERIEURE	Pose, en tranchées ouvertes par l'aménageur, de 165 ml de réseaux BT souterrains	165	26 500 €	0 €
SAINT-ARNOULT	SAINT-ARNOULT	12/08/2024	Borne IRVE (36kVA)	Extension BT de 35 ml en souterrain	35	4 749 €	0 €
SAINTE-HONORINE-DU-FAY	SAINTE-HONORINE-DU-FAY	15/04/2024	Borne IRVE (22 kVA)	Pose de 80 ml de réseau BT souterrain	80	7 226 €	0 €
SAINT-GERMAIN-DU-PERT	SAINT-GERMAIN-DU-PERT	28/30/2022	Futur pylône de télécommunicaitons	Pose de 150 ml de réseau BT souterrain	150	13 030 €	0 €
SAINT-LOUP-HORS	SAINT-LOUP-HORS	20/06/2024	Borne IRVE (108kVA)	Pose de 10 ml de réseau BT souterrain	10	2 918 €	0 €
SAINT-PIERRE-EN-AUGE	BRETTEVILLE-SUR-DIVES	15/12/2023	Serre tunnel professionnelle pour une exploitation maraichère (36 kVA)	Extension BT de 120 ml en souterrain	120	12 831 €	0 €
SAINT-VAAST-SUR-SEULLES	SAINT-VAAST-SUR-SEULLES	27/05/2024	Local de stockage existant (36 kVA)	Pose de 240 ml de réseau BT souterrain	240	21 149 €	0 €
SANNERVILLE	SANNERVILLE	14/12/2022	Lotissement privé "Les Conquérantes", 75 lots et 10 macrolots pour un total de 155 logements - AMENEE HTA	Pose de 1 020 ml de réseau HTA souterrain, d'un PAC 4UF 400 kVA et d'un PAC 4UF 250 kVA	1 020	177 697 €	0 €
SAON	SAON	16/05/2024	3 nouvelles habitations (3x12 kVA)	Pose de 85 ml de réseau BT souterrain	85	13 894 €	0 €
SOULEUVRE-EN-BOCAGE	SAINT-MARTIN-DON	05/04/2023	Nouvelle maison d'habitation (12 kVA)	Pose de 68 ml de réseau BT souterrain	68	7 389 €	0 €
TESSEL	TESSEL	14/08/2023	Grange transformée en appartement (36kVA)	Extension BT de 67 ml en câble 3x150²AL +70²AL	67	8 806 €	0 €
THAON	THAON	29/04/2024	Cabinet médical (36 kVA)	Pose de 45 ml de réseau BT souterrain	45	5 549 €	0 €
THURY-HARCOURT-LE-HOM	HAMARS	18/07/2023	Maison d'habitation pour exploitation agricole (12kVA - Monophasé).	Pose de 310 ml de réseauBT souterrain	310	26 749 €	0 €
URVILLE	URVILLE	21/03/2024	Ecole 12kVA	Extension BT de 90 ml en souterrain	90	9 149 €	0 €
VALAMBRAY	BILLY	05/06/2023	Bâtiment réhabilité en habitation 12kVA	Extension BT de 74 ml en souterrain	74	7 869 €	0 €
VAUVILLE	VAUVILLE	23/10/2023	Deux parcelles à bâtir (36 kVA)	RENFORCEMENT : Mutation H61 existant par un 160 kVA EXTENSION : Pose de 210 ml de réseau BT souterrain	210	18 749 €	9 200 €
VAUX-SUR-SEULLES	VAUX-SUR-SEULLES	15/12/2023	Grange transformée en maison d'habitation (12 kVA)	Pose de 55 ml de réseau BT souterrain.	55	7 509 €	0 €
VIRE NORMANDIE	ROULLOURS	08/02/2024	Desserte intérieure en énergie électrique du lotissement communal "Résidence La Clé des Champs" (22 lots) tenant compte du raccordement d'une parcelle supplémentaire destiné à la construction sur le parcours de la desserte intérieure Basse Tension.	Pose de 370 ml de réseaux électriques BT	370	44 411 €	0 €
					7 045	**923 461 €**	**140 576 €**
				PRIX (en € HT) DE L'EXTENSION AU ML :	**131,08 €**	**1 064 037 €**	

COMMISSION TRAVAUX SUR LES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE DU 13 SEPTEMBRE 2024

RENFORCEMENT DU RESEAU DE DISTRIBUTION ELECTRIQUE
PROGRAMME 2024 : 3ème TRANCHE

Nombre de dossiers : 7

COMMUNE	LOCALISATION	INTITULE DU PROJET	DATE DE LA DEMANDE	UCT	CONTRAINTE	SOLUTION	MONTANT HT DES TRAVAUX en €
BLAY	BLAY	REMPLACEMENT H61 ANCIENS FOURS 50 KVA PAR PSSA 160 KVA	25/03/2024	9	Chutes de tension	Remplacement d'un H61 50 KVA par un PSSA 160 KVA. Pose de 20 ml de réseau HTA souterrain et de 320 ml de réseau BT	67 452 €
CONDE-EN-NORMANDIE	SAINT-GERMAIN-DU-CRIOULT	BT BISTIERE	28/08/2024	2	Chutes de tension	Pose de 440 ml de réseau BT souterrain. Dépose de 420 ml de réseau aérien.	51 567 €
CORMOLAIN	CORMOLAIN	BT HT DIGRY	08/08/2024	7	Chutes de tension	Pose en souterrain de 500 ml de câble BT 3x150² + 70² et de 320 ml de câble BT 3x240²+95². Dépose de 750 ml de réseau aérien.	99 471 €
LA CAMBE	LA CAMBE	BT CARRIERES	31/07/2024	8	Chutes de tension	Pose en souterrain de 345 ml de câble BT 3x150² + 70². Dépose de 400 ml de réseau aérien.	48 352 €
PONT-L'ÉVEQUE	COUDRAY-RABUT	BT CALVE	23/08/2024	4	Chutes de tension	Pose en souterrain de 230 ml de câble BT 3x150² + 70². Dépose de 490 ml de réseau aérien.	28 143 €
SAINT-PIERRE-EN-AUGE	OUVILLE-LA-BIEN-TOURNEE	BT VALLEE BESLIN	21/08/2024	0	Chutes de tension	Pose en souterrain de 330 ml de câble BT 3x150² + 70². Dépose de 367 ml de réseau aérien.	48 171 €
TERRES DE DRUANCE	SAINT-VIGOR-DES-MEZERETS	BT MEZERETS	13/08/2024	10	Chutes de tension	Pose en souterrain de 285 ml de câble BT 3x150² + 70² et de 300 ml de câble BT 3x240² + 95². Dépose de 525 ml de réseau aérien.	67 130 €
				40		**Montant des travaux en € HT**	**410 286 €**

	Bilan
Budget 2024 en € HT :	**2 900 000 €**
Total Programmé en € HT :	**2 495 092 €**
Taux de programmation :	**86%**
Nombre de dossiers	**46**

COMMISSION TRAVAUX SUR LES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE DU 13 SEPTEMBRE 2024

SECURISATION DU RESEAU DE DISTRIBUTION ELECTRIQUE
PROGRAMME 2024 : 2ème Tranche

Nombre de dossiers : 5

COMMUNE	LOCALISATION	PROJET	ORIGINE	SOLUTION	USAGERS CONCERNES PAR LES TRAVAUX	LINEAIRE FILS NUS	ESTIMATIONS en € HT
ANGERVILLE	ANGERVILLE	BT EGLISE	SDEC BOUAEC	Pose de 610ml de réseau BT souterrain Dépose de 639ml de réseau aérien nu	10	639	110 000 €
BAZENVILLE	BAZENVILLE	BT CROIX	SDEC BOUAEC	Pose en souterrain de 65 ml de câble basse tension $3x150^2 + 70^2$. Dépose de 65 ml de réseau aérien nu.	1	65	12 871 €
CAMBREMER	CAMBREMER	BT ECOLE	SDEC BOUAEC	Pose en souterrain de 65 ml de câble basse tension $3x95^2 + 50^2$. Dépose de 220 ml de réseau aérien nu.	1	220	17 485 €
SEULINES	COULVAIN	BT QUERY	SDEC ENERGIE	Pose en aérien de 135 ml de réseau basse tension isolé torsadé. Dépose de 135ml de réseau aérien nu	2	135	8 737 €
CRESSEVEUILLE	CRESSEVEUILLE	BT MOULIN	SDEC BOUAEC	Pose en souterrain de 730 ml de câble basse tension $3x150^2 + 70^2$. Dépose de 400 ml de réseau aérien nu.	3	400	75 960 €
				TOTAL GENERAL	**17**	**1459**	**225 052 €**
				SOIT en HT/ml	**154,25 €**		

	Bilan
Budget 2024 en € HT	1 000 000 €
Total programmé en € HT	645 968 €
Taux de programmation :	65%
Nombre de dossiers	14

COMMISSION TRAVAUX DU 13 SEPTEMBRE 2024

EFFACEMENT COORDONNE DES RESEAUX
PROGRAMME 2024 : TRANCHE 3

VILLE	Catégorie Commune (FACE)	PROJET	DATE DE LA DEMANDE	DATE ACCORD VILLE	LINEAIRE TOTAL VOIRIE PRINCIPALE 2023	LINEAIRE GLOBAL DE VOIRIE 2024	LINEAIRE DU PROJET	LINEAIRE DE VOIRIE 2023-2024	LINEAIRE FILS NUS	COUT DU PROJET TTC	OBSERVATIONS / PRIORISATION	Priorité	ZV	ZQP	PPI
BONS-TASSILLY	C	RD242 RUE DE LA FORGE	03-avr-24	20-juin-24	0	465	465	465	145	133 800 €	Travaux souhaités en 2024 liés à renforcement du réseau basse tension et à résorption de fils nus	R	N	N	0
GUERON	C	RD192 - ROUTE DES FLAGUES	29-mars-24	04-juin-24	0	451	451	451	0	123 600 €	Travaux liés à renforcement du réseau basse tension	R	N	N	0
2				TOTAL		916	916		145	257 400 €					

Critère de priorisation
C : Projet en coordination
R : Renforcement
FN : fils nus
INT: Intempérie
T : sans coordination - trimestre
ZV : zone de vent > 170
ZQP: zone qualité renforcée

COMMISSION TRAVAUX DU 13 SEPTEMBRE 2024

EFFACEMENT COORDONNE DES RESEAUX
PROGRAMME 2025 : TRANCHE 1

VILLE	Catégorie Commune (FACE)	PROJET	DATE DE LA DEMANDE	DATE ACCORD VILLE	LINEAIRE TOTAL VOIRIE PRINCIPALE 2023	LINEAIRE GLOBAL DE VOIRIE 2024	LINEAIRE DU PROJET	LINEAIRE DE VOIRIE 2023-2024	LINEAIRE FILS NUS	COUT DU PROJET TTC	OBSERVATIONS / PRIORISATION	Priorité	ZV	ZQP	PPI
DOUVRES-LA-DELIVRANDE	A	RUES DE LA POTERIE ET D'ANGUERNY	04-oct-18	10-juin-24	350	385	385	735	60	168 720 €	Travaux souhaités en 2025 avant voirie	C	O		0
FLEURY-SUR-ORNE	A	RUE DU REGIMENT DE MAISONNEUVE	03-mars-22	01-juil-22	0	910	580	910	500	330 000 €	PPI CU - Lié à résorption de fils nus et réfection voirie programmée - Priorité 2	C / FN	N		0
FLEURY-SUR-ORNE	A	RUE PASTEUR	03-mars-22	01-juil-22			330		228	184 200 €	PPI CU - liés à résorption des fils nus et réfection voirie programmée - Priorité 1	C / FN	N		0
HEROUVILLE-SAINT-CLAIR	A	RUE DE LA CORDERIE - RUE DES SOURCES	14-oct-21	01-juil-22	770	1 070	1 070	1 840	337	408 600 €	PPI CU - Travaux souhaités au 1er semestre 2025 liés à resorption de fils nus, aprés DCE et voirie à la suite	C / FN	N		0
LISIEUX	A	ALLEE LOUIS DUBOIS	30-sept-21	03-juil-24	2 704	540	75	3 244	0	36 660 €	Travaux souhaités en 2025 avant réfection de voirie - Convention pluriannuelle	C	N	2	0
LISIEUX	A	BOULEVARD DUCHESNE FOURNET	29-août-18	05-juil-22			185		180	87 071 €	Travaux souhaités en 2025 liés à résorption des fils nus - Convention pluriannuelle	FN	N	2	0
LISIEUX	A	CHEMIN DES BUISSONNETS	31-mai-22	24-nov-22			280		0	158 880 €	Travaux souhaités en 2025 - Convention pluriannuelle	T1	N	2	0
LIVAROT-PAYS-D'AUGE - LIVAROT	A	RUE SAINT DOMINIQUE	18-janv-24	12-juin-24	0	180	180	180	168	130 800 €	Travaux souhaités le plus vite possible, liés à résorption des fils nus, en lien avec l'aménagement de la route d'Orbec	C / FN	N	2	0
ORBEC	A	RUES DE GEOLE, HAUTE GEOLE ET DES CHAMPS	14-nov-22	20-nov-23	365	370	370	735	15	323 640 €	Travaux souhaités au 1er trimestre 2025	T1	N	2	0
OUISTREHAM	A	BOULEVARD DE FRANCE	09-juil-24	10-juin-24	940	1 148	80	2 088	70	37 200 €	Travaux complémentaires à l'avenue Andry, liés à résorption des fils nus, à réaliser début 2025 avant aménagement de voirie.	C / FN	O		0
OUISTREHAM	A	ROUTE DE CAEN	17-janv-24	10-juin-24			287		0	130 800 €	Travaux souhaités en 2025. PPI CU. Priorité 3	T1	O		0
OUISTREHAM	A	RUE CARNOT	17-janv-24	10-juin-24			407		0	190 920 €	Travaux souhaités en 2025, en coordination avec Enedis et partiellement liés à résorption des fils nus basse tension. PPI CU. Priorité 2	C / FN	O		0
OUISTREHAM	A	RUE DE LA GREVE ET RUE DU MARAIS	17-janv-24	10-juin-24			374		179	339 600 €	Travaux souhaités en 2025, partiellement liés à résorption des fils nus basse tension. PPI CU. Priorité 1	FN	O		0
SAINT-PIERRE-EN-AUGE	A	RD40 - RUES DU BOSQ ET DU 11 NOVEMBRE	13-mars-20	13-sept-24	140	615	615	755	375	303 600 €	Travaux souhaités au 1er semestre 2025, liés à résorption des fils nus, avant réfection de voirie	C / FN	N	2	0
TROARN	A	RD 675 - ROUTE DE ROUEN SORTIE EST	08-nov-21	11-déc-23	0	203	203	203	203	100 800 €	Travaux souhaités au 1er trimestre 2025, liés à résorption de fils nus, avant aménagement de voirie au 2ème trimestre 2025, 09/11: info SDEC pas possible 2024	C / FN	N		0
TROUVILLE-SUR-MER	A	RUES BARNSTAPLE, RENE SUZANE, LEON TELLIER, BELLEVUE, CDT CHACOT ET EUGENE BOUDIN - T3	17-nov-21	05-déc-23	0	1 065	1 065	1 065	750	719 400 €	Travaux initialement souhaités en 2024 avec accord de report sur début 2025 - Liés à résorption de fils nus - Programme pluriannuel de 5 ans sur le quartier.	Rep	O		0
ÉQUEMAUVILLE	B2	CHEMIN DES MOULINEAUX	28-févr-24	14-mars-24	0	1 340	382	1 340	0	121 800 €	Travaux souhaités de préférence avant la période estivale de 2025 (ordre : second dossier à traiter)	T1	O		0
ÉQUEMAUVILLE	B2	CHEMIN DU VAL DES MOULINEAUX ET CHEMIN DES MOULINEAUX	19-juil-23	14-mars-24			958		0	330 600 €	Travaux souhaités de préférence avant la période estivale de 2025 (ordre : premier dossier à traiter)	T1	O		0
HOULGATE	B2	RUE BRIGADE PIRON	30-mai-23	15-juin-23	420	437	130	857	110	56 400 €	Travaux souhaités au 1er semestre 2025, liés à résorption des fils nus - Convention pluriannuelle	FN	O	2	0
HOULGATE	B2	RUES LEROSSIGNOL - LEDANOIS - FOUCHARD	25-sept-20	23-oct-20			307		70	180 480 €	Travaux souhaités au 1er semestre 2025, liés à résorption des fils nus - Convention pluriannuelle	FN	O	2	0
VIRE-NORMANDIE - VAUDRY	B2	LE GAGE	23-août-23	11-juil-24	1 268	710	610	1 978	0	259 306 €	Travaux souhaités au 1er semestre 2025 - secteur géographique peu actif	T1	N		N
VIRE-NORMANDIE - VAUDRY	B2	RUE JULES HALLAIS	08-nov-23	11-juil-24			100		0	48 037 €	Travaux souhaités au 1er semestre 2025 - secteur géographique peu actif	T1	N		N
AMFREVILLE	C	RD 514 - RTE DE CABOURG - RUE MORICE	20-août-18	06-nov-20	731	535	220	1 266	0	100 920 €	Travaux souhaités fin 2024 / début 2025	T1	O	2	0

VILLE	Catégorie Commune (FACE)	PROJET	DATE DE LA DEMANDE	DATE ACCORD VILLE	LINEAIRE TOTAL VOIRIE PRINCIPALE 2023	LINEAIRE GLOBAL DE VOIRIE 2024	LINEAIRE DU PROJET	LINEAIRE DE VOIRIE 2023-2024	LINEAIRE FILS NUS	COUT DU PROJET TTC	OBSERVATIONS / PRIORISATION	Priorité	ZV	ZQP	PPI
AMFREVILLE	C	RUE DE LA MARE - IMPASSE DES TILLEULS	25-juil-23	03-oct-23			315		0	182 400 €	Travaux souhaités au 1er trimestre 2025 (anticipation de délibération oct 2023)	T1	O	2	O
BALLEROY-SUR-DROME - BALLEROY	C	CHEMIN DES DOUVES	27-juin-23	08-janv-24	0	690	240	690	0	125 167 €	Travaux souhaités début 2025 avec délibération anticipée	T1	N		N
BALLEROY-SUR-DROME - BALLEROY	C	ENTREE BOURG - STADE - CHATEAU D'EAU	03-août-23	08-janv-24			450		0	173 392 €	Travaux initialement souhaités au 3ème trimestre 2024 - delibération anticipée janvier 2024..	Rep	N		N
BASLY	C	RD79 - ENTREE BOURG - ROUTE DE CAEN	07-mars-23	02-oct-23	0	390	250	390	0	138 144 €	Travaux initialement souhaités en 2024. APCR 2024 à traiter	Rep	N		N
BASLY	C	RUE DU ROCREUX	05-févr-18	02-oct-23			140		0	42 312 €	Travaux initialement souhaités en 2024. APCR 2024 à traiter	Rep	N		N
BOULON	C	CHEMIN DU QUART	19-août-22	13-mars-23	220	135	135	355	0	76 248 €	Travaux initialement souhaités en 2024	Rep	N		N
COLLEVILLE-SUR-MER	C	ROUTE D'OMAHA BEACH - RD514 AVEC ECLAIRAGE PUBLIC	12-sept-23	20-déc-23	0	885	490	885	0	187 355 €	Travaux souhaités en 2025, liés à nécessité de renforcement du réseau basse tension	R	O		O
COLLEVILLE-SUR-MER	C	RUE DE CABOURG	25-oct-23	20-déc-23			395		0	159 844 €	Travaux souhaités début 2025 - APCR+ à traiter	T1	O		O
DAMBLAINVILLE	C	RD 248 - ROUTE DU MESNIL SOLEIL	16-janv-23	16-oct-23	0	365	365	365	0	124 860 €	Travaux souhaités au 1er trimestre 2025 avant refection de voirie repoussée en attente de l'effacement - Renforcement via mutation du poste	C / R	N		O
FUMICHON	C	ROUTE DU CHATEAU ET IMPASSE DE L'OISELLERIE	21-août-23	18-oct-23	0	1 335	605	1 335	0	158 700 €	Travaux souhaités en 2025, continuité d'un projet global de 1300ml scindé en 2 parties pour respecter les règles en termes de linéaire autorisé	T1	N	2	O
FUMICHON	C	ROUTES DE LAVATINE ET DU CLOS RABOT	13-avr-22	18-oct-23			730		0	181 118 €	Travaux souhaités en 2024, 1ère partie d'un projet global de 1300ml scindé en 2 parties pour respecter les règles en termes de linéaire autorisé	Rep	N	2	O
GONNEVILLE-SUR-MER	C	RD142B ROUTE NEUVE PARTIE BASSE	21-sept-23	28-nov-23	403	514	514	917	0	153 360 €	Travaux souhaités au 1er trimestre 2025 en continuité du dossier précédent (23DPE0004) - APCR à traiter	T1	O	2	O
LE BREVEDENT	C	RD51- ROUTE DE BLANGY (LE PETIT BREVEDENT)	24-nov-20	13-janv-21	565	280	280	845	0	51 240 €	Travaux intialement souhaités en 2024, acceptation de report	Rep	N	2	O
LONGUES-SUR-MER	C	RD 514	28-févr-24	17-avr-24	0	1 300	1 300	1 300	479	575 008 €	Travaux à réaliser impérativement début 2025 avant réfection de voirie par le CD14 (programmation décalée) - dossier APCR - Liés à resorption de fils nus	C / FN	O		O
MÉZIDON VALLÉE D'AUGE - GRANDCHAMP LE CHÂTEAU	C	RD269 - ROUTE DE ST JULIEN LE FAUCON	06-juil-21	27-juin-23	0	360	360	360	0	140 778 €	Travaux initialement souhaités courant 2024	Rep	N	2	O
NOROLLES	C	RD263A - ROUTE DE FAUGUERNON	16-févr-22	12-janv-23	0	115	115	115	0	58 620 €	Travaux souhaités initialement en 2024 mais acceptation de report début 2025	Rep	N	2	O
PETIVILLE	C	RD 95 ROUTE DE VARAVILLE Phase 3/4	08-juil-21	12-oct-21	0	325	125	325	0	40 560 €	Travaux à réaliser en continuité de la phase 2 debut 2025	T1	N	2	O
PETIVILLE	C	RUE DU PANORAMA - Phase 2/4	08-juil-21	12-oct-21			200		0	90 840 €	Travaux souhaités fin 2024 pour réalisation en continuité avec la phase 3 (2025)	Rep	N	2	O
RYES	C	LAVOIR - RUE DE LA FORGE	09-nov-23	10-avr-24	0	237	237	237	0	97 475 €	Travaux souhaités au 1e trimestre 2025 - demande APCR à traiter	T1	O		O
SAINTE-CROIX-SUR-MER	C	RUE DE LA MARE AU ROY / CHEMIN DE LA GARENNE / D112A RUE DE LA BECASSE / ROUTE DE GRAYE	25-avr-24	12-juin-24	0	660	660	660	0	245 940 €	Travaux souhaités au 1er semestre 2025 (délibéré initalement sur 2 dossier en 2023)	T1	O		O
SAINT-LAURENT-SUR-MER	C	RUE DU VAL - CIARAN	31-juil-23	22-déc-23	0	350	350	350	218	156 943 €	Travaux souhaités en 2025 liés à résorption de fils nus. DOSSIER CIARAN	FN	O		O
SALLENELLES	C	RUE DU LAZARET	18-janv-24	21-févr-24	0	110	110	110	0	64 080 €	Travaux souhaités en 2025 - APCR à traiter.	T1	O	2	O
SOUMONT-SAINT-QUENTIN	C	RUE DE LA BRUYERE - GRANDE MARE - CLOS (PROJET TOTAL)	05-avr-24	09-juil-24	0	652	652	652	366	244 800 €	Traaux souhaités au 1er trimestre 2025, liés à résorption de fils nus et avant réfection de voirie	C / FN	N		O
THUE ET MUE - STE CROIX GRANDE TONNE	C	RD 158 - RUE DU CHATEAU	27-déc-19	19-avr-24	0	520	520	520	387	214 800 €	Travaux souhaités en 2025, liés à résorption de fils nus - PPI CU	FN	N		O
THUE ET MUE - BROUAY	C	RD94 RUE DE BRETTEVILLE DES FONTAINES ET DE L'ORMELAIE	20-oct-10	01-juil-22	210	415	415	625	0	201 545 €	Travaux souhaités en 2025 - PPI CU	T1	N		N
TRUNGY	C	CD67 - RUE DU JARDIN CARDET	03-janv-24	03-juin-24	0	593	593	593	0	132 583 €	Travaux souhaités début 2025 avec demande APCR à traiter	T1	N		N

VILLE	Catégorie Commune (FACE)	PROJET	DATE DE LA DEMANDE	DATE ACCORD VILLE	LINEAIRE TOTAL VOIRIE PRINCIPALE 2023	LINEAIRE GLOBAL DE VOIRIE 2024	LINEAIRE DU PROJET	LINEAIRE DE VOIRIE 2023-2024	LINEAIRE FILS NUS	COUT DU PROJET TTC	OBSERVATIONS / PRIORISATION	Priorité	ZV	ZQP	PPI
VAL D'ARRY - TOURNAY SUR ODON	C	LE PETIT VILLAGE	18-août-21	17-mars-22	740	1 046	350	1 786	0	86 529 €	Travaux initialement souhaités en 2024 mais accord de report 2025 - Convention pluriannuelle de 5 ans - Projet 4	Rep	N		N
VAL D'ARRY - NOYER BOCAGE	C	ROUTE DE BRETAGNE - RUE DES LILLAS	01-sept-22	06-juin-23			166		0	37 021 €	Travaux souhaités en 2024/2025 - Convention pluriannuelle de 5 ans - Projet 5	T1	N		N
VAL D'ARRY - NOYER BOCAGE	C	RUE DU 13 JUIN 1944 et RUE DES CANADIENS - CIARAN	24-oct-18	17-mars-22			530		200	158 457 €	Travaux souhaités en 2025, liés à résoprtion de fils nus et programme CIARAN - Convention pluriannuelle de 5 ans - Projet 6	FN	N		O
VER-SUR-MER	C	VOIE DU DEBARQUEMENT	13-févr-23	24-nov-23	0	1 100	1 100	1 100	725	384 000 €	Travaux souhaités début 2025 (délibération oct 2023) avant saison touristique - liés à résorption de fils nus et avant réfection de voirie par la CDC	C / FN	O		O
62				TOTAL		25 867	25 867		5 620	10 671 161 €					

Convention de délégation temporaire de la maîtrise d'ouvrage de la Collectivité de LISIEUX au SDEC ENERGIE au titre des travaux d'éclairage public associés au projet d'effacement coordonné de réseaux - « BOULEVARD HERBET FOURNET - RUE GUSTAVE V - RUE DU VIEUX SERGENT- TRANCHE 2 » *(Réf. 20AME0105)*

ENTRE

La commune de LISIEUX, représentée par son Maire, Monsieur Sébastien LECLERC, dûment autorisé par délibération du Conseil Municipal en date du 24 JUIN 2024,

Ci-après dénommée « la Collectivité »,

ET

Le SDEC ENERGIE, représenté par sa Présidente, Catherine GOURNEY-LECONTE, dûment autorisé par une délibération du Bureau Syndical en date du .....,

Ci-après dénommé « le SDEC ENERGIE »

Les deux étant ci-après dénommés « les co-signataires »

Il a été convenu ce qui suit :

Préambule :

L'opération concernée par la présente convention relève initialement de la maîtrise d'ouvrage de chacun des co-signataires. Les travaux étant à réaliser dans une tranchée commune aux différents réseaux, les co-signataires ont constaté la nécessité pour la bonne réalisation technique du projet de désigner un maître d'ouvrage unique au projet, et ce en application du Livre IV du Code de la Commande Publique, « dispositions propres aux marchés publics liés à la maîtrise d'ouvrage publique et à la maîtrise d'œuvre privée ».

Article 1er – Objet de la convention

La Collectivité et le SDEC ENERGIE entendent réaliser l'opération d'effacement des réseaux aériens situés sur la commune de LISIEUX - « BOULEVARD HERBET FOURNET - RUE GUSTAVE V - RUE DU VIEUX SERGENT- TRANCHE 2 », constituée, pour partie, d'éclairage public (cf plan). Le SDEC ENERGIE est maître d'ouvrage pour le réseau de distribution électrique et pour le génie civil du réseau de télécommunication. La Collectivité est compétente et maître d'ouvrage pour le réseau d'éclairage public.

Chacun des deux co-signataires a établi un programme prévisionnel et une enveloppe financière prévisionnelle au titre des travaux le concernant. Ces travaux sont décrits à l'annexe 1 de la présente convention.

Il est nécessaire, pour une bonne coordination des travaux, que le SDEC ENERGIE exerce la maîtrise d'ouvrage des travaux d'éclairage public de l'opération décrite à l'article 1er en même temps que sa propre maîtrise d'ouvrage pour le réseau de distribution publique et pour le génie civil du réseau de communication

La présente convention précise les conditions d'organisation de cette maîtrise d'ouvrage unique et en fixe le terme.

Article 2 – Désignation du maître d'ouvrage unique

Les co-signataires décident, pour une bonne coordination des travaux, de désigner le SDEC ENERGIE pour assurer temporairement la maîtrise d'ouvrage des travaux d'enfouissement du réseau d'éclairage concerné par l'opération décrite à l'article 1er dans le cadre d'une maîtrise d'ouvrage unique en même temps que la maîtrise d'ouvrage pour le réseau de distribution publique et pour le génie civil du réseau de communication du SDEC ENERGIE.

Article 3 – Attributions dévolues au SDEC ENERGIE en qualité de maître d'ouvrage unique

Les attributions dévolues au SDEC ENERGIE pour réaliser la mise en souterrain du réseau d'éclairage dans le cadre de l'effacement des réseaux définis à l'article 1 sont :

- la définition des conditions administratives et techniques selon lesquelles l'opération sera étudiée et exécutée,
- la réalisation de la maîtrise d'œuvre, dont le SDEC ENERGIE supporte le coût,
- l'élaboration des études d'avant-projet et du projet définitif. A ce titre, le SDEC ENERGIE est tenu de solliciter l'accord préalable de la Collectivité sur les études,
- la préparation du choix et le choix des entrepreneurs, la signature et la gestion du contrat de travaux, la préparation et la transmission des pièces nécessaires à l'exercice du contrôle de légalité,
- le versement de la rémunération des travaux aux entrepreneurs,
- la représentation du maître d'ouvrage initial vis à vis des tiers,
- l'exercice de ses attributions sous sa propre responsabilité,
- la réception de l'ouvrage, la vérification initiale (décret 88-1056 et arrêté du 10 octobre 2000), l'attestation de conformité du Consuel en cas de création d'une armoire de commande d'éclairage ou de déplacement d'une armoire existante (décret 72-1120 du 23 mars 2010),
- la transmission des différents documents techniques, plan de récolement à la Collectivité pour l'intégration des ouvrages dans son patrimoine, l'attestation de conformité du Consuel,

et l'accomplissement de tous actes afférents aux attributions mentionnées ci-dessus.

Article 4 – Attributions dévolues à la Collectivité

Les attributions dévolues à la Collectivité dans le cadre de l'effacement des réseaux décrits à l'article 1 sont :

- la définition de l'emprise du projet, du choix du matériel d'éclairage et la validation de l'implantation des candélabres,
- la validation des études préliminaires et définitives par délibération,
- la validation du compte rendu, mentionné à l'article 7, établi par le SDEC ENERGIE préalablement à la réception des ouvrages,
- le paiement de la participation financière communale conformément au plan de financement annexé à l'étude définitive ; un plan de financement prévisionnel est joint à la présente convention en annexe 2,
- la gestion des différentes garanties à compter de la réception des ouvrages,
- l'intégration des ouvrages et du domaine routier correspondant dans le domaine public de la Collectivité.

Article 5 – Financement de l'opération

L'opération visée à l'article 1 de la présente convention est financée par chacun des co-signataires à hauteur des travaux le concernant. Les annexes 2 susvisées indiquent le coût estimatif de l'opération.
Il est précisé que le SDEC ENERGIE ne perçoit aucune rémunération en contrepartie de son rôle de maître d'ouvrage unique.
Le taux maximum de l'aide publique (TMAP) est de 80 %.
L'aide est accordée sous réserve d'une demande formulée préalablement à tout début d'exécution de travaux et sous réserve que son montant soit supérieur à 400 €.
Le financement du SDEC ENERGIE est accordé dans la limite des recettes allouées et des crédits budgétaires votés.

Article 6 – Règlement de la participation communale

Conformément à l'article 9, et selon une périodicité au moins annuelle, le SDEC ENERGIE adressera à la Collectivité, une demande de mandatement accompagnée du décompte de l'opération qui comportera le détail de toutes les dépenses et recettes réalisées par le SDEC ENERGIE, accompagné de l'attestation du comptable public certifiant l'exactitude des facturations et des paiements résultant des pièces justificatives et la possession de toutes ces pièces justificatives.

En fin de mission, le décompte général deviendra définitif après accord de la Collectivité et donnera lieu, si nécessaire, à la régularisation du solde de l'opération.

Article 7 – Déroulement des travaux

Les travaux réalisés sur le réseau d'éclairage seront conformes aux normes et règles en vigueur. L'entreprise mandatée par le SDEC ENERGIE se conformera aux cahiers des charges techniques et administratifs, pièces contractuelles de son marché public.

La Collectivité est conviée à participer aux réunions préparatoires à l'exécution des travaux, aux réunions en cours de chantier et est associée à la phase « attachement » qui en détermine le coût définitif. Elle est destinataire des comptes rendus la concernant.

Article 8 - Réception de l'ouvrage

Le SDEC ENERGIE organise une visite des ouvrages à réceptionner à laquelle seront conviés la Collectivité et le(s) entrepreneur(s). Il informe la Collectivité et le(s) entrepreneurs par courrier électronique adressé au moins 7 jours (Note au SDEC ENERGIE : durée en jours proposée à valider ou modifier) avant la date de la visite.

Cette visite donne lieu à l'établissement d'un compte rendu qui reprend les réserves éventuelles à lever avant que le SDEC ENERGIE ne prononce la réception des travaux.

Dès lors que les réserves éventuelles sont levées, le SDEC ENERGIE établit la décision de réception (ou de refus) et la notifie à la (aux) entreprise (s). Copie en est notifiée à la Collectivité.

La réception emporte transfert à la Collectivité de la garde des ouvrages de mise en souterrain de ses réseaux d'éclairage public.

Article 9 – Propriété des ouvrages

Les ouvrages d'éclairage public seront propriété de la Collectivité dès la réception définitive prononcée, ceux de distribution publique d'électricité demeurant celle du SDEC ENERGIE.

Article 10 – Assurances

Chaque co-signataire doit être titulaire d'une police d'assurance de responsabilité civile générale couvrant toutes les conséquences pécuniaires de la responsabilité civile qu'elle est susceptible d'encourir vis à vis des tiers à propos de tous les dommages corporels, matériels et immatériels consécutifs ou non pouvant survenir tant pendant la période de construction qu'après l'achèvement des travaux.

La Collectivité devra, dans le mois suivant la notification de la présente convention, fournir au SDEC ENERGIE la justification qu'elle est titulaire de l'assurance mentionnée ci-dessus

Article 11 – Durée de validité de la présente convention

Cette convention prend effet le jour de sa signature par les co-signataires et prend fin par le quitus délivré par la Collectivité au SDEC ENERGIE.

Le quitus est délivré à la demande du SDEC ENERGIE unique après exécution complète de sa mission :

- réception des ouvrages et levée des réserves de réception,
- remise des dossiers comportant les documents relatifs aux ouvrages : plans de récolement, caractéristiques techniques des appareils d'éclairage, rapport de vérification initiale par un organisme agréé et attestation de conformité du Consuel.
- établissement du bilan général et définitif de l'opération et acceptation par les signataires.

La Collectivité doit notifier sa décision au SDEC ENERGIE dans les 15 jours suivant la réception de demande de quitus. A défaut, le quitus sera réputé délivré.

Si, par la décision d'un des co-signataires, la part « éclairage » de l'ouvrage ne fait pas l'objet d'une réception et d'une intégration, celui-ci reste sous la responsabilité du SDEC ENERGIE, il n'est pas intégré au patrimoine mis à la disposition de la Collectivité.

Article 12 – Capacité d'ester en justice

Le SDEC ENERGIE pourra agir en justice pour le compte des signataires de la présente convention jusqu'à la délivrance du quitus, aussi bien en tant que demandeur que défendeur.

Entre dans la mission du SDEC ENERGIE la levée des réserves de réception.

Toutefois, en cas de litige au titre de l'ensemble des garanties (de parfait achèvement, biennale ou décennale) toute action contentieuse reste de la seule compétence de la Collectivité au titre des réseaux d'éclairage public enfouis.

Article 13 – Litiges

Les litiges susceptibles de naître à l'occasion de la présente convention seront portés devant le tribunal administratif de Caen.

Fait à Caen, le ..... en 2 exemplaires originaux

Pour la Collectivité,
Le Maire,

MAIRIE DE LISIEUX (CALVADOS) 14107

Monsieur Sébastien LECLERC

La Présidente,

Catherine GOURNEY-LECONTE

ANNEXES A LA PRESENTE CONVENTION

Annexe 1 : Détail indicatif des travaux d'enfouissement des réseaux de distribution publique d'électricité, d'éclairage public et de génie civil du réseau de communication du SDEC ENERGIE (1 page)

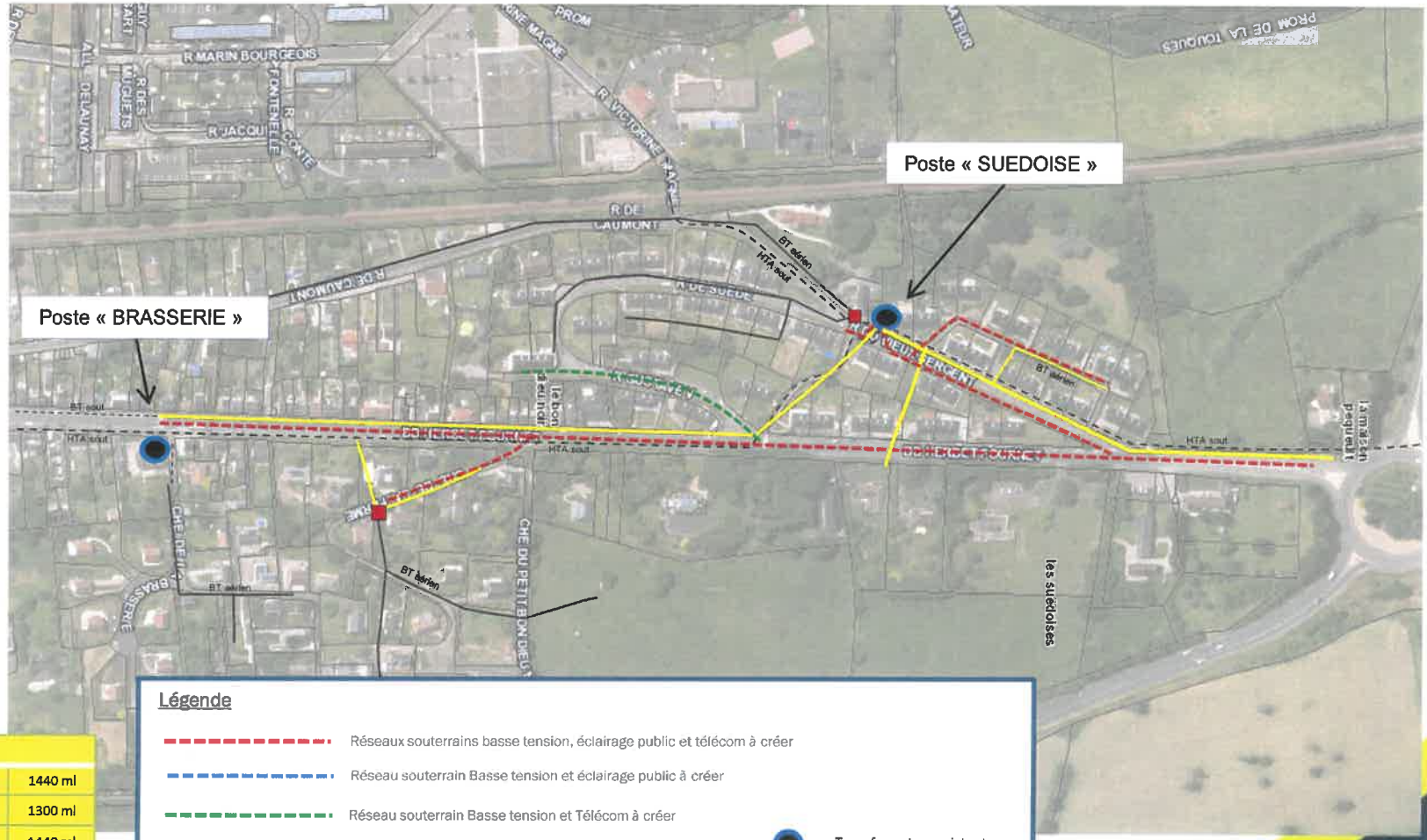
Annexe 2 : Plan de financement prévisionnel de l'opération (2 pages).

LISIEUX – Boulevard Herbert Fournet – tranche 2

Les travaux consistent à créer de nouveaux réseaux électriques et de télécommunications sous voirie ou accotement, suivant la position des réseaux existants, en assurant le raccordement des usagers. La mise en place de l'éclairage public complètera ce projet (modèle à définir avec la ville)

Ce projet permettra de déposer 470 ml de réseau aérien électrique en fils nus, réseau le plus fragile face aux évènements climatiques. Il contribue ainsi à améliorer la qualité de l'électricité en matière de continuité de tension dans le secteur et bénéficie à ce titre d'aides exceptionnelles.

Différentes réunions préalables seront nécessaires, vous y serez systématiquement associés afin que les travaux soient conformes à vos souhaits.



Données techniques	
Effacement basse tension :	1440 ml
Effacement éclairage :	1300 ml
Effacement télécom :	1440 ml
Reprise de branchements :	132 unités
Pose de candélabres :	0 unités

Fiches financières — Dépenses

LISIEUX

BOULEVARD HERBET FOURNET - RUE GUSTAVE V - RUE DU VIEUX SERGENT- TRANCHE 2

			HT	TTC	
DISTRIBUTION ELECTRIQUE	1	RESORPTION DES FILS NUS	247 646,63 €	297 175,96 €	TVA récupérée par le SDEC ENERGIE
	2	PARTICIPATION D'UN TIERS	0,00 €	0,00 €	
	3	EFFACEMENT	245 702,69 €	294 843,23 €	
	4	TOTAL ELECTRICITE (1 + 2 + 3)	493 349,32 €	592 019,18 €	
ECLAIRAGE PUBLIC	5	COUT DES TRAVAUX	29 139,85 €	34 967,82 €	TVA avancée par la commune
	6	MONTANT SUBVENTIONNABLE (*)	29 139,85 €	34 967,82 €	
TELECOMMUNICATION	7	GENIE CIVIL TELEPHONE	121 981,88 €	146 378,26 €	TVA non récupérable
		COUT GENERAL DE L'OPERATION (4 + 5 + 7)	**644 471,05 €**	**773 365,26 €**	

(*) : sur la base d'un montant de travaux HT maximum par ml de voirie de 75 euros du ml. Pour ce projet, la longueur de voirie est de **1493 ml**

ANNEXE 2-1

Fiches financières — Financements

LISIEUX

BOULEVARD HERBET FOURNET - RUE GUSTAVE V - RUE DU VIEUX SERGENT- TRANCHE 2

		FINANCEMENT DU PROJET	FINANCEURS	COÛT TOTAL DES AIDES	PART COLLECTIVITE
DISTRIBUTION ELECTRIQUE	EFFACEMENT	Aide de 40 % du coût HT (ligne 3)	SDEC ENERGIE et ENEDIS	98 281,08 €	246 480,27 €
	RESORPTION FILS NUS	Aide de 60 % du coût HT (ligne 1)	SDEC ENERGIE	148 587,98 €	
	PARTICIPATION D'UN TIERS	Aide de 100 % du coût HT des travaux (ligne 2)	Enedis	0,00 €	
	TVA	Payée et récupérée par le SDEC ENERGIE	SDEC ENERGIE	98 669,86 €	
ECLAIRAGE PUBLIC	EFFACEMENT	Aide de 40 % du coût subventionnable HT (ligne 6)	SDEC ENERGIE	11 655,94 €	17 483,91 €
	TVA	Avancée par la Collectivité			5 827,97 €
TELECOMMUNICATION	EFFACEMENT	Aide de 40 % du montant TTC des travaux de génie civil (ligne 7)	SDEC ENERGIE et Orange pour les travaux de câblage	58 551,30 €	87 826,95 €
				415 746,16 €	357 619,10 €
				Taux moyen d'aide	**53,76%**

Convention de délégation temporaire de la maîtrise d'ouvrage de la Collectivité de LISIEUX au SDEC ENERGIE au titre des travaux d'éclairage public associés au projet d'effacement coordonné de réseaux - « ALLEE LOUIS DUBOIS » *(Réf. 21AME0151)*

ENTRE

La commune de LISIEUX, représentée par son Maire, Monsieur Sébastien LECLERC, dûment autorisé par délibération du Conseil Municipal en date du 24 JUIN 2024

Ci-après dénommée « la Collectivité »,

ET

Le SDEC ENERGIE, représenté par sa Présidente, Catherine GOURNEY - LECONTE, dûment autorisé par une délibération du Bureau Syndical en date du .....,

Ci-après dénommé « le SDEC ENERGIE »

Les deux étant ci-après dénommés « les co-signataires »

Il a été convenu ce qui suit :

Préambule :

L'opération concernée par la présente convention relève initialement de la maîtrise d'ouvrage de chacun des co-signataires. Les travaux étant à réaliser dans une tranchée commune aux différents réseaux, les co-signataires ont constaté la nécessité pour la bonne réalisation technique du projet de désigner un maître d'ouvrage unique au projet, et ce en application du Livre IV du Code de la Commande Publique, « dispositions propres aux marchés publics liés à la maîtrise d'ouvrage publique et à la maîtrise d'œuvre privée ».

Article 1er – Objet de la convention

La Collectivité et le SDEC ENERGIE entendent réaliser l'opération d'effacement des réseaux aériens situés « ALLEE LOUIS DUBOIS », constituée, pour partie, d'éclairage public (cf plan). Le SDEC ENERGIE est maître d'ouvrage pour le réseau de distribution électrique et pour le génie civil du réseau de télécommunication. La Collectivité est compétente et maître d'ouvrage pour le réseau d'éclairage public.

Chacun des deux co-signataires a établi un programme prévisionnel et une enveloppe financière prévisionnelle au titre des travaux le concernant. Ces travaux sont décrits à l'annexe 1 de la présente convention.

Il est nécessaire, pour une bonne coordination des travaux, que le SDEC ENERGIE exerce la maîtrise d'ouvrage des travaux d'éclairage public de l'opération décrite à l'article 1er en même temps que sa propre maîtrise d'ouvrage pour le réseau de distribution publique et pour le génie civil du réseau de communication

La présente convention précise les conditions d'organisation de cette maîtrise d'ouvrage unique et en fixe le terme.

Article 2 – Désignation du maître d'ouvrage unique

Les co-signataires décident, pour une bonne coordination des travaux, de désigner le SDEC ENERGIE pour assurer temporairement la maîtrise d'ouvrage des travaux d'enfouissement du réseau d'éclairage concerné par l'opération décrite à l'article 1er dans le cadre d'une maîtrise d'ouvrage unique en même temps que la maîtrise d'ouvrage pour le réseau de distribution publique et pour le génie civil du réseau de communication du SDEC ENERGIE.

Article 3 – Attributions dévolues au SDEC ENERGIE en qualité de maître d'ouvrage unique

Les attributions dévolues au SDEC ENERGIE pour réaliser la mise en souterrain du réseau d'éclairage dans le cadre de l'effacement des réseaux définis à l'article 1 sont :

- la définition des conditions administratives et techniques selon lesquelles l'opération sera étudiée et exécutée,
- la réalisation de la maîtrise d'œuvre, dont le SDEC ENERGIE supporte le coût,
- l'élaboration des études d'avant-projet et du projet définitif. A ce titre, le SDEC ENERGIE est tenu de solliciter l'accord préalable de la Collectivité sur les études,
- la préparation du choix et le choix des entrepreneurs, la signature et la gestion du contrat de travaux, la préparation et la transmission des pièces nécessaires à l'exercice du contrôle de légalité,
- le versement de la rémunération des travaux aux entrepreneurs,
- la représentation du maître d'ouvrage initial vis à vis des tiers,
- l'exercice de ses attributions sous sa propre responsabilité,
- la réception de l'ouvrage, la vérification initiale (décret 88-1056 et arrêté du 10 octobre 2000), l'attestation de conformité du Consuel en cas de création d'une armoire de commande d'éclairage ou de déplacement d'une armoire existante (décret 72-1120 du 23 mars 2010),
- la transmission des différents documents techniques, plan de récolement à la Collectivité pour l'intégration des ouvrages dans son patrimoine, l'attestation de conformité du Consuel,

et l'accomplissement de tous actes afférents aux attributions mentionnées ci-dessus.

Article 4 – Attributions dévolues à la Collectivité

Les attributions dévolues à la Collectivité dans le cadre de l'effacement des réseaux décrits à l'article 1 sont :

- la définition de l'emprise du projet, du choix du matériel d'éclairage et la validation de l'implantation des candélabres,
- la validation des études préliminaires et définitives par délibération,
- la validation du compte rendu, mentionné à l'article 7, établi par le SDEC ENERGIE préalablement à la réception des ouvrages,
- le paiement de la participation financière communale conformément au plan de financement annexé à l'étude définitive ; un plan de financement prévisionnel est joint à la présente convention en annexe 2,
- la gestion des différentes garanties à compter de la réception des ouvrages,
- l'intégration des ouvrages et du domaine routier correspondant dans le domaine public de la Collectivité.

Article 5 – Financement de l'opération

L'opération visée à l'article 1 de la présente convention est financée par chacun des co-signataires à hauteur des travaux le concernant. Les annexes 2 susvisées indiquent le coût estimatif de l'opération.
Il est précisé que le SDEC ENERGIE ne perçoit aucune rémunération en contrepartie de son rôle de maître d'ouvrage unique.
Le taux maximum de l'aide publique (TMAP) est de 80 %.
L'aide est accordée sous réserve d'une demande formulée préalablement à tout début d'exécution de travaux et sous réserve que son montant soit supérieur à 400 €.
Le financement du SDEC ENERGIE est accordé dans la limite des recettes allouées et des crédits budgétaires votés.

Article 6 – Règlement de la participation communale

Conformément à l'article 9, et selon une périodicité au moins annuelle, le SDEC ENERGIE adressera à la Collectivité, une demande de mandatement accompagnée du décompte de l'opération qui comportera le détail de toutes les dépenses et recettes réalisées par le SDEC ENERGIE, accompagné de l'attestation du comptable public certifiant l'exactitude des facturations et des paiements résultant des pièces justificatives et la possession de toutes ces pièces justificatives.

En fin de mission, le décompte général deviendra définitif après accord de la Collectivité et donnera lieu, si nécessaire, à la régularisation du solde de l'opération.

Article 7 – Déroulement des travaux

Les travaux réalisés sur le réseau d'éclairage seront conformes aux normes et règles en vigueur. L'entreprise mandatée par le SDEC ENERGIE se conformera aux cahiers des charges techniques et administratifs, pièces contractuelles de son marché public.

La Collectivité est conviée à participer aux réunions préparatoires à l'exécution des travaux, aux réunions en cours de chantier et est associée à la phase « attachement » qui en détermine le coût définitif. Elle est destinataire des comptes rendus la concernant.

Article 8 - Réception de l'ouvrage

Le SDEC ENERGIE organise une visite des ouvrages à réceptionner à laquelle seront conviés la Collectivité et le(s) entrepreneur(s). Il informe la Collectivité et le(s) entrepreneurs par courrier électronique adressé au moins 7 jours (Note au SDEC ENERGIE : durée en jours proposée à valider ou modifier) avant la date de la visite.

Cette visite donne lieu à l'établissement d'un compte rendu qui reprend les réserves éventuelles à lever avant que le SDEC ENERGIE ne prononce la réception des travaux.

Dès lors que les réserves éventuelles sont levées, le SDEC ENERGIE établit la décision de réception (ou de refus) et la notifie à la (aux) entreprise (s). Copie en est notifiée à la Collectivité.

La réception emporte transfert à la Collectivité de la garde des ouvrages de mise en souterrain de ses réseaux d'éclairage public.

Article 9 – Propriété des ouvrages

Les ouvrages d'éclairage public seront propriété de la Collectivité dès la réception définitive prononcée, ceux de distribution publique d'électricité demeurant celle du SDEC ENERGIE.

Article 10 – Assurances

Chaque co-signataire doit être titulaire d'une police d'assurance de responsabilité civile générale couvrant toutes les conséquences pécuniaires de la responsabilité civile qu'elle est susceptible d'encourir vis à vis des tiers à propos de tous les dommages corporels, matériels et immatériels consécutifs ou non pouvant survenir tant pendant la période de construction qu'après l'achèvement des travaux.

La Collectivité devra, dans le mois suivant la notification de la présente convention, fournir au SDEC ENERGIE la justification qu'elle est titulaire de l'assurance mentionnée ci-dessus

Article 11 – Durée de validité de la présente convention

Cette convention prend effet le jour de sa signature par les co-signataires et prend fin par le quitus délivré par la Collectivité au SDEC ENERGIE.

Le quitus est délivré à la demande du SDEC ENERGIE unique après exécution complète de sa mission :

- réception des ouvrages et levée des réserves de réception,
- remise des dossiers comportant les documents relatifs aux ouvrages : plans de récolement, caractéristiques techniques des appareils d'éclairage, rapport de vérification initiale par un organisme agréé et attestation de conformité du Consuel.
- établissement du bilan général et définitif de l'opération et acceptation par les signataires.

La Collectivité doit notifier sa décision au SDEC ENERGIE dans les 15 jours suivant la réception de demande de quitus. A défaut, le quitus sera réputé délivré.

Si, par la décision d'un des co-signataires, la part « éclairage » de l'ouvrage ne fait pas l'objet d'une réception et d'une intégration, celui-ci reste sous la responsabilité du SDEC ENERGIE, il n'est pas intégré au patrimoine mis à la disposition de la Collectivité.

Article 12 – Capacité d'ester en justice

Le SDEC ENERGIE pourra agir en justice pour le compte des signataires de la présente convention jusqu'à la délivrance du quitus, aussi bien en tant que demandeur que défendeur.

Entre dans la mission du SDEC ENERGIE la levée des réserves de réception.

Toutefois, en cas de litige au titre de l'ensemble des garanties (de parfait achèvement, biennale ou décennale) toute action contentieuse reste de la seule compétence de la Collectivité au titre des réseaux d'éclairage public enfouis.

Article 13 – Litiges

Les litiges susceptibles de naître à l'occasion de la présente convention seront portés devant le tribunal administratif de Caen.

Fait à Caen, le 15 JUIL. 2024 en 2 exemplaires originaux

Pour la Collectivité,
Le Maire,

MAIRIE DE LISIEUX (CALVADOS) 14107

Monsieur Sébastien LECLERC

La Présidente,

Catherine GOURNEY-LECONTE

ANNEXES A LA PRESENTE CONVENTION

Annexe 1 : Détail indicatif des travaux d'enfouissement des réseaux de distribution publique d'électricité, d'éclairage public et de génie civil du réseau de communication du SDEC ENERGIE (1 page)

Annexe 2 : Plan de financement prévisionnel de l'opération (2 pages).

LISIEUX « Allée Louis Dubois »

La ville a sollicité le SDEC ENERGIE pour le chiffrage de ce projet.

Les travaux consistent à créer de nouveaux réseaux électriques et de communications électroniques sous voirie ou accotement, suivant la position des réseaux existants, en assurant le raccordement des usagers. La mise en place de l'éclairage public complètera ce projet (modèle à définir sur la base d'un ensemble routier en TOP ou sur façade).

Différentes réunions préalables seront nécessaires, vous y serez systématiquement associés afin que les travaux soient conformes à vos souhaits.

Matériel proposé à la commune

Données techniques	
Effacement basse tension :	75 ml
Effacement éclairage :	75 ml
Effacement télécom :	75 ml
Reprise de branchements :	5 unités
Pose de candélabres :	3 unités

Légende :

- Réseaux souterrains basse tension, éclairage public et télécom à créer
- Réseaux souterrains basse tension et éclairage public à créer
- Réseaux aériens à déposer
- sout ou aérien — Réseaux existants
- Transformateur existant
- Poteau d'arrêt

Fiches financières — Dépenses

LISIEUX

ALLEE LOUIS DUBOIS

			HT	TTC	
DISTRIBUTION ELECTRIQUE	1	RESORPTION DES FILS NUS	0,00 €	0,00 €	TVA récupérée par le SDEC ENERGIE
	2	PARTICIPATION D'UN TIERS	0,00 €	0,00 €	
	3	EFFACEMENT	17 800,00 €	21 360,00 €	
	4	TOTAL ELECTRICITE (1 + 2 + 3)	17 800,00 €	21 360,00 €	
ECLAIRAGE PUBLIC	5	COUT DES TRAVAUX	6 500,00 €	7 800,00 €	TVA avancée par la commune
	6	MONTANT SUBVENTIONNABLE (*)	5 625,00 €	6 750,00 €	
TELECOMMUNICATION	7	GENIE CIVIL TELEPHONE	6 250,00 €	7 500,00 €	TVA non récupérable
		COUT GENERAL DE L'OPERATION (4 + 5 + 7)	**30 550,00 €**	**36 660,00 €**	

(*) : sur la base d'un montant de travaux HT maximum par ml de voirie de 75 euros du ml. Pour ce projet, la longueur de voirie est de **75 ml**

Fiches financières — Financements

LISIEUX

ALLEE LOUIS DUBOIS

		FINANCEMENT DU PROJET	FINANCEURS	COÛT TOTAL DES AIDES	PART COLLECTIVITE
DISTRIBUTION ELECTRIQUE	EFFACEMENT	Aide de 20 % du coût HT (ligne 3)	SDEC ENERGIE et ENEDIS	3 560,00 €	14 240,00 €
	RESORPTION FILS NUS	Aide de 40 % du coût HT (ligne 1)	SDEC ENERGIE	0,00 €	
	PARTICIPATION D'UN TIERS	Aide de 100 % du coût HT des travaux (ligne 2)	Enedis	0,00 €	
	TVA	Payée et récupérée par le SDEC ENERGIE	SDEC ENERGIE	3 560,00 €	
ECLAIRAGE PUBLIC	EFFACEMENT	Aide de 20 % du coût subventionnable HT (ligne 6)	SDEC ENERGIE	1 125,00 €	5 375,00 €
	TVA	Avancée par la Collectivité			1 300,00 €
TELECOMMUNICATION	EFFACEMENT	Aide de 20 % du montant TTC des travaux de génie civil (ligne 7)	SDEC ENERGIE et Orange pour les travaux de câblage	1 500,00 €	6 000,00 €
				9 745,00 €	26 915,00 €
				Taux moyen d'aide	26,58%

ANNEXE 2-2

MODELE DE CONVENTION

RELATIVE A L'USAGE DES SUPPORTS DES RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ BASSE TENSION (BT) ET HAUTE TENSION (HTA) AERIENS

POUR L'ETABLISSEMENT ET L'EXPLOITATION D'UN RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES

Version validée FNCCR-Enedis du 23 Mars 2015
MAJ octobre 2023

Intégration de l'avenant relatif à l'arrêté technique du 24/12/2021
validé FNCCR – Infranum - Enedis

Le présent document a été élaboré à partir des échanges des membres du groupe de travail Enedis, FNCCR et opérateurs d'infrastructures de réseaux de communications électroniques sous l'égide du Ministère de l'Écologie, du Développement Durable, de la Mer et des Transports et de l'ARCEP en vue du déploiement de fibres optiques sur le réseau public de distribution d'électricité. Il comporte des éléments d'ordre public voulus par les représentants de l'Etat. Il pourra faire l'objet de mises à jour ultérieures qui seront utilisables dès leur validation par échange de lettres entre les représentants d'Enedis et ceux de la FNCCR.

Les principaux textes auxquels renvoie le présent modèle de convention sont les suivants :

- *Décret n° 82-167 du 16 février 1982 relatif aux mesures particulières destinées à assurer la sécurité des travailleurs contre les dangers d'origine électrique lors des travaux de construction, d'exploitation et d'entretien des ouvrages de distribution d'énergie électrique*
- *Code des postes et communications électroniques, en particulier les articles L.47, 48 et 49.*
- *Code de l'environnement (sécurité des réseaux souterrains, aériens ou subaquatiques de transport ou de distribution), en particulier les articles R. 554-1 à R. 554-38, et les arrêtés d'application des 22 décembre 2010, 23 décembre 2010 et 15 février 2012*
- *Code général des collectivités territoriales, en particulier son article L.2224-35 et son arrêté d'application du 2 décembre 2008*
- *Loi 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie électrique*
- *Loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité*
- *Loi n°2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières*
- *Décret n°2011-1697 du 1er décembre 2011 et circulaire d'application du 17 janvier 2012*
- *Arrêté du 17 mai 2001 fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique.*
- *Arrêté interministériel du 2 avril 1991, conditions techniques d'établissement des ouvrages de transport et de distribution de l'électricité*
- *Arrêtés interministériels des 5 et 6 novembre 1992 concernant la signalisation temporaire de chantier*
- *Publication UTE C 18-510-1 conformément à l'arrêté du 19 juin 2014 relative aux prescriptions de sécurité réglementaires à appliquer lors des travaux impliquant des dangers d'ordre électrique avec transcription au Carnet de Prescriptions au Personnel d'ENEDIS-GRDF*
- *Cahier des charges de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique en vigueur sur le territoire concerné par le déploiement du réseau de communications électroniques*
- *Code du travail, en particulier les articles R. 4511-1 et suivants (relatifs aux travaux réalisés dans un établissement par une entreprise extérieure).*

L'ordonnance n°2011-504 du 9 mai 2011 portant création du Code de l'énergie a abrogé, entre autres, les lois du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie, du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité et du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières et en a repris les dispositions dans le code. Les références indiquées dans ce qui suit reportent chaque fois que possible simultanément au texte législatif d'origine abrogé et à son équivalent dans le Code de l'énergie mentionné entre parenthèses.

ENTRE

- **Enedis**, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital de 270 037 000 euros, dont le siège social est situé à La Défense Cedex (92079), Tour Blanche, 34, place des Corolles, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, en qualité de concessionnaire du service public de la distribution d'électricité, représentée par **Frédéric HARDOUIN, Directeur Territorial du Calvados**

  Ci-après dénommé **"le Distributeur"** ;

- **Le Syndicat départemental d'énergies du Calvados « SDEC Energie 14 »** dont le siège est situé à Caen, Esplanade Brillaud du Laujardière – Zac de la Folie Couvrechef – Porte de l'Europe CS 75046 – 14077 Caen Cedex 5, Autorité concédante, organisatrice de la distribution publique d'électricité au sens du IV de l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales, sur le territoire d'implantation du réseau de communications électroniques objet de la présente convention, représenté par **Mme Catherine GOURNEY-LECONTE, Présidente**

  Ci-après désigné **"l'Autorité organisatrice de la distribution d'électricité"** ou l'AODE » ;

- **FREE Groupe ILIAD**, au capital de 3 441 812 euros dont le siège social est situé à Paris, 75008, 8 rue de la Ville l'Evêque, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le n° 421 938 861 agissant en qualité de maitre d'Ouvrage pour la conception et la réalisation d'un réseau de communications électroniques sur la boucle locale électrique, représenté par **M. Nicolas THOMAS, Président**.

  Ci-après désigné **"le Maître d'Ouvrage"** et **"l'Opérateur"** ;

Les entités visées ci-dessus étant, au sein des présentes, collectivement désignées par « les Parties » ou individuellement « la Partie ».[1]

PREAMBULE

La présente convention (ci-après « la Convention ») porte sur l'installation des équipements d'un réseau de communications électroniques et l'exploitation dudit réseau.

Le Projet de réseau de communications électroniques objet de la Convention requiert la mise à disposition du Réseau BT) et/ou du Réseau HTA et implique :

- Le Distributeur, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité ;
- L'AODE, Autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité ;
- La ou les Autorités localement compétentes en matière d'infrastructures et de réseaux de communications électroniques ;
- L'Opérateur du réseau de communications électroniques

Le Distributeur est concessionnaire de la distribution publique d'électricité en vertu du Contrat de concession qu'il a signé avec l'AODE.

Le Maître d'Ouvrage ou l'Opérateur a décidé de déployer un réseau de communications électroniques sur le territoire de[s] commune[s] visées à l'article 2 de l'Annexe 2. Il a retenu, (entre autres)[2], une technologie filaire (câbles cuivre, câbles coaxiaux, câbles à fibres optiques) sur ligne électrique aérienne pour la [les] commune[s] listée[s] en Annexe 2.

L'article L.45-9 du Code des postes et des communications électroniques ci-après le « CPCE ») et l'article 3 du cahier des charges de distribution publique d'électricité annexé au Contrat de concession de la distribution publique d'électricité signée entre le Distributeur et l'AODE, autorisent l'installation sur le réseau concédé d'ouvrages pour d'autres services tels que des services de communications électroniques sous réserve de la signature d'une convention entre le Maître d'Ouvrage du projet, l'Opérateur chargé de l'établissement et de l'exploitation des ouvrages concernés, le Distributeur et l'AODE.

La possibilité pour l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage d'installer des équipements de communications électroniques sur le réseau public de distribution d'électricité est cependant fonction des disponibilités techniques existantes et des contraintes d'exploitation de ce réseau. Celui-ci est et demeure affecté au service public de la distribution d'énergie électrique. En outre, il ne doit en toutes hypothèses en résulter pour le Distributeur ni augmentation de ses charges financières, ni trouble dans son exploitation, notamment dans le cas visé par l'article L.2224-35 du Code général des collectivités territoriales et dans le cas visé par l'article L.49 du CPCE.

Ainsi, les Parties s'engagent :

- D'une part à garantir l'indépendance financière entre les activités d'exploitation du Réseau public de distribution d'électricité et les activités d'installation, puis d'exploitation du Réseau de communications électroniques.
- D'autre part à ce que l'utilisation du Réseau public de distribution d'électricité pour l'établissement et l'exploitation d'un Réseau de communications électroniques n'ait pas d'impact négatif sur la qualité des prestations assurées aux utilisateurs du Réseau public de distribution électrique.

La Collectivité organisatrice du service public local de communications électroniques définit les modalités d'un accès non discriminatoire des Opérateurs aux capacités d'accueil du Réseau de communications électroniques par le Réseau de distribution public d'électricité ouvertes par la Convention.

Afin d'établir les droits et obligations du Maître d'Ouvrage et de l'Opérateur agissant directement ou par l'intermédiaire de prestataires en matière d'intervention sur le Réseau de distribution publique d'électricité afin d'installer le Réseau de communications électroniques, les Parties se sont rencontrées et ont convenu de ce qui suit.

SOMMAIRE

1. DEFINITION DES TERMES 8
1.1. DEFINITIONS DANS LE DOMAINE DES COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES 8
1.2. DEFINITIONS RELATIVES AU RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION DE L'ELECTRICITE 9
2. OBJET DE LA CONVENTION 9
3. AUTORISATIONS ET DECLARATIONS 10
4 PROPRIETE DES OUVRAGES DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ ET DES EQUIPEMENTS DU RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES 11
4.1. PROPRIETE DES OUVRAGES DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE 11
4.2. PROPRIETE ET PARTAGE DES OUVRAGES DU RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES 11
4.2.1 Partage des équipements d'accueil des câbles 11
4.2.2 Saturation des capacités d'accueil sur les supports HTA 11
5. MODALITES TECHNIQUES DE MISE EN ŒUVRE DU RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES 11
5.1. DOSSIER DE PRESENTATION DU PROJET 12
5.2. INSTRUCTION DU PROJET 12
5.2.1 Déroulement général des opérations 12
5.2.2 Communication par l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage des informations cartographiques relatives à chaque Opération 12
5.2.3 Communication par le Distributeur des informations relatives au Réseau public de distribution d'électricité 12
5.2.4 Calendrier prévisionnel de déploiement 13
5.3. PREPARATION ET PROGRAMMATION DES TRAVAUX 14
5.3.1 Instruction de la demande d'utilisation du Réseau BT et/ou HTA par l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage 14
5.3.2 Caducité de l'accord technique d'utilisation des supports 17
5.3.3 Identification des supports du Réseau Public de Distribution d'Electricité exploitables pour un raccordement final optique 17
5.4. PHASE D'EXECUTION DES TRAVAUX DE DEPLOIEMENT DU RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES 18
5.4.1 Information préalable au commencement des travaux 18
5.4.2 Mesures de prévention préalables 18
5.4.3 Sous-traitance 18
5.4.4 Conditions d'accès et habilitation du personnel 19
5.4.5 Réalisation des travaux 20
5.4.6 Information sur l'utilisation de l'appui commun et contrôle de la conformité des ouvrages equipés d'un réseau de communications électroniques 21
5.5. COMMUNICATION DES DONNEES CARTOGRAPHIQUES PAR L'OPERATEUR 23
5.6. PHASE D'EXPLOITATION COORDONNEE ET DE SUPERVISION DES RESEAUX 23
5.6.1 Supervision des Réseaux 23
5.6.2 Maintenance par le Distributeur des ouvrages équipés en Réseau de communications électroniques 23
5.6.3 Maintenance par l'Opérateur sur le Réseau de communications électroniques 23
5.7. PHASE D'EVOLUTION DU RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES ET MISE HORS SERVICE D'EQUIPEMENTS DE RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES 24
6 MODIFICATION DES OUVRAGES DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ 24
6.1. PRINCIPES 24
6.2. MODIFICATIONS DU FAIT DE L'AODE OU DU DISTRIBUTEUR 24
6.2.1 Règles générales 24
6.2.2 Cas de la mise en « techniques discrètes » 25
6.3. MODIFICATIONS A LA DEMANDE D'UN TIERS 26
6.4. MODIFICATIONS A LA DEMANDE DE L'OPERATEUR 26
7 MODALITES FINANCIERES 26
7.1. REMUNERATION DES PRESTATIONS EFFECTUEES PAR LE DISTRIBUTEUR 26
7.1.1 Définition des prestations 26
7.1.2 Modalités de paiement 27
7.2. DROIT D'USAGE VERSE AU DISTRIBUTEUR 27
7.2.1 Définition 27
7.2.2 Modalités de versement 28
7.3. REDEVANCE D'UTILISATION DU RESEAU VERSEE A L'AUTORITE CONCEDANTE 28
7.3.1 Définition 28
7.3.2 Modalités de versement 28
7.4. DISPOSITIONS COMMUNES AU DROIT D'USAGE ET A LA REDEVANCE D'UTILISATION 29
7.4.1 Prise en compte du versement du droit d'usage et de la redevance d'utilisation dans le temps 29
7.4.2 Actualisation des redevances du droit d'usage et de la redevance d'utilisation 29
8 ABANDON DU PROJET DE RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES - RESILIATION DE LA CONVENTION 29
8.1. ABANDON DU PROJET DE RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES 29
8.2. RESILIATION DE LA CONVENTION PAR LE DISTRIBUTEUR 30
8.2.1 Modalités de mise en œuvre 30
8.2.2 Conséquences de la résiliation 30
8.3. DEFAILLANCE DE L'OPERATEUR 30

9 RESPONSABILITES 31
9.1. RESPONSABILITES DU DISTRIBUTEUR ET DE L'OPERATEUR OU DU MAITRE D'OUVRAGE 31
9.1.1 Principes 31
9.1.2 Force majeure et régime perturbé 32
9.2. RESPONSABILITE DU FAIT DE TRAVAUX SUR LE RESEAU DP SOUS MAITRISE DE L'AODE OU DU DISTRIBUTEUR 32
9.3. DOMMAGES CAUSES PAR DES TIERS 33
9.4. DOMMAGES CAUSES A DES TIERS 33
10 ASSURANCES ET GARANTIES 33
11 CONFIDENTIALITE ET UTILISATION DES INFORMATIONS ECHANGEES DANS LE CADRE DE LA CONVENTION 33
11.1. CONFIDENTIALITE 33
11.2. UTILISATION DES INFORMATIONS ECHANGEES 34
12 CONNAISSANCES ACQUISES PAR LES PARTIES 34
13 DUREE DE LA CONVENTION 35
13.1. RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES ETABLI SOUS MAITRISE D'OUVRAGE PUBLIQUE 35
13.2. RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES ETABLI SOUS MAITRISE D'OUVRAGE PRIVEE 35
13.3. DISPOSITIONS COMMUNES 36
13.4. ACTUALISATION DE LA CONVENTION 36
14 CESSION DU RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES 36
15 REGLEMENT DES LITIGES 37
16 REPRESENTATION DES PARTIES ET ELECTION DE DOMICILE 37
16.1. MODALITES D'ECHANGES D'INFORMATIONS ENTRE LES PARTIES 37
16.2. REPRESENTATION DES PARTIES 37
16.3. ELECTION DE DOMICILE 38
17 SIGNATURES 38
ANNEXE 1 : DESCRIPTION SOMMAIRE DES DIFFERENTS TYPES D'OUVRAGES ELECTRIQUES DES RESEAUX BT & HTA 39
1 RESEAU D'ELECTRICITE 39
1.1 RESEAU BASSE TENSION (BT) 39
1.2 RESEAU MOYENNE TENSION (HTA) 39
1.3 RESEAU MIXTE (HTA + BT) 39
2 SUPPORTS DU RESEAU D'ELECTRICITE 40
2.1 SUPPORTS DU RESEAU BASSE TENSION (BT) 40
2.2 SUPPORTS DU RESEAU MOYENNE TENSION (HTA) 41
ANNEXE 2 : LOCALISATION DU DEPLOIEMENT DU RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES COUVERT PAR LA CONVENTION 43
ANNEXE 3 : LISTE DES EQUIPEMENTS D'ACCUEIL SOUMIS A OBLIGATION DE PARTAGE 44
ANNEXE 4 : REGLES APPLICABLES AUX OPERATIONS D'ENFOUISSEMENT 45
ANNEXE 5 : MODALITES TECHNIQUES D'UTILISATION DES SUPPORTS COMMUNS DE RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE BASSE TENSION (BT) ET HAUTE TENSION (HTA) POUR L'ETABLISSEMENT ET L'EXPLOITATION D'UN RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES 46
ANNEXE 6 : DESCRIPTION TECHNIQUE DES DONNEES DE CARTOGRAPHIE MISES A DISPOSITION 47
ANNEXE 7 - DEMANDE D'UTILISATION DES SUPPORTS 49
ANNEXE 8 : ATTESTATION D'ACHEVEMENT DE TRAVAUX DE RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES SUR SUPPORTS COMMUNS 50
ANNEXE 9 : MODELES D'INSTRUCTION DE SECURITE IPS 2.6 ET IPS 0.7 EN VIGUEUR 53
ANNEXE 10 : DESCRIPTIF DE L'OUTIL « E-PLANS MODULE APPUIS COMMUNS » 59
ANNEXE 11 : CONDITIONS D'OCTROI DE LA DISPENSE DE DT/DICT A L'ENSEMBLE DES EXECUTANTS AU TITRE DES ARTICLES R. 554-21-I-3° ET R. 554-25-1 DU CODE DE L'ENVIRONNEMENT 60

1. DEFINITION DES TERMES

Les termes ou expressions, tant au singulier qu'au pluriel, qui apparaîtront dans la Convention, en ce compris le préambule, et dont la première lettre est capitale, auront la signification qui leur est donnée en page de présentation des Parties, dans le préambule ou dans le présent article.

DEFINITIONS GENERALES

Article **:** désigne un article de la Convention.
Annexe **:** désigne une annexe de la Convention.

1.1. DEFINITIONS DANS LE DOMAINE DES COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES

Réseau de communications électroniques : il désigne pour les présentes, le réseau de communications électroniques qui sera installé par le Maître d'Ouvrage. Il se définit comme étant un réseau constitué de câbles (cuivre, coaxiaux ou fibres optiques) permettant la transmission des informations à haut et très haut débit. Les équipements de réseaux autres que filaires (radiodiffusion, gestion de l'eau ou de l'énergie) sont exclus.

Equipement d'accueil : on entend par Equipement d'accueil tout élément constitutif du réseau de communications électroniques dont la fonction est le support ou la protection des câbles, éléments de connectique et éventuellement éléments actifs. Exemples : traverses mises en place sur les supports ; gaines de protection verticales.

Desserte optique : le segment de fibre optique situé en amont du point de branchement optique

Points de Concentration (PC) : boîtier de raccordement cuivre abritant un point de concentration du réseau avec arrivée d'un câble multi paires cuivre et duquel le départ d'au moins un câble cuivre de branchement individuel permet de desservir le Client Final de l'Opérateur.

Boîtiers de Raccordement et Protection (Boîte RP) : boîtier de raccordement cuivre abritant un ou plusieurs câbles entrant et sortant et transitant via des dispositifs de protection contre la foudre. Ces dispositifs sont raccordés à une prise de terre.

Points de Branchements Optiques (PBO) : boîtier de raccordement optique abritant un point de concentration du réseau avec arrivée d'un Câble Optique multifibre et duquel le départ d'au moins un Câble Optique de branchement individuel permet de desservir le Client Final.

Protections d'Epissure Optique (PEO) : boîtier de raccordement optique abritant des épissures optiques reliant un ou plusieurs câbles optiques multifibres d'arrivée à un ou plusieurs Câbles Optiques multifibres de sortie.

Raccordement final optique : Segment de fibre optique situé entre le point de branchement optique et le dispositif de terminaison intérieure optique

Câble Optique **:** ensemble de fibres optiques distinctes contenues dans une même gaine

Câble ADSS (« All Dielectric Self Supporting ») *:* type de câble optique diélectrique et autoportant.

Projet *et* ***Opération(s)*** : le terme « Projet » désigne le projet de déploiement du réseau de communication électronique par le Maitre d'Ouvrage ou l'Opérateur sur le périmètre défini dans l'Annexe 2. Le Projet peut donner lieu à une ou plusieurs « Opérations », dont les caractéristiques peuvent différer (technologie utilisée, zone géographique de déploiement, phasage).

177

1.2. DEFINITIONS RELATIVES AU RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION DE L'ELECTRICITE

Réseau public de distribution d'électricité **:** il est constitué par l'ensemble des installations et des ouvrages affectés à la distribution publique d'électricité dans les limites et conditions précisées par les cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité.

Contrat de concession de la distribution publique d'électricité **:** contrat par lequel l'AODE, organisatrice du service public de la distribution électrique, confie au Distributeur en tant que concessionnaire, l'exploitation de ce service et l'ensemble des missions qui s'y rattachent. Il se compose d'une convention et d'un cahier des charges, ce dernier fixant à la fois les droits et obligations du concessionnaire et du concédant et les conditions du service concédé.

Poste de transformation **:** ouvrage électrique permettant d'assurer la liaison entre deux réseaux de tensions différentes. On en distingue deux types, les postes sources HTB/HTA et les postes HTA/BT.

Réseau HTA **:** aussi appelé « réseau moyenne tension », il s'agit de l'ensemble des ouvrages permettant de distribuer l'énergie électrique en Haute Tension de type A (HTA), c'est-à-dire en tension de 15 ou 20 kV.

Réseau BT **:** aussi appelé "Réseau Basse Tension", il s'agit de l'ensemble des ouvrages de distribution publique permettant de distribuer l'énergie électrique en Basse Tension (230/400V). Le Réseau BT est alimenté par les postes de distribution publique HTA/BT, eux même reliés au Réseau HTA.

Appui / support : poteau du réseau public de distribution d'électricité utilisé pour le déploiement du réseau de communications électroniques

Etude de calcul de charges : Etude visant à démontrer la conformité de l'appui aux normes de résistance fixées par les dispositions réglementaires en vigueur déterminant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique.

Consignation **:** ensemble de manœuvres et d'opérations (séparation de toute source de tension, condamnation, identification des installations, vérification d'absence de tension, mise à la terre et en court-circuit) permettant d'assurer la protection des personnes et des ouvrages contre les conséquences de tout maintien accidentel ou de tout retour intempestif de la tension sur cet ouvrage (voir publication UTE C 18-510).

Coffret de réseau BT ou de branchement : enveloppe isolante placée généralement sur la voie publique et abritant normalement un équipement d'exploitation du Réseau BT ou de raccordement d'un client.

2. OBJET DE LA CONVENTION

L'AODE et le Distributeur autorisent conjointement le Maître d'Ouvrage du Projet et/ou l'Opérateur à établir ou faire établir, ainsi qu'à exploiter, dans les conditions techniques et financières définies par la Convention, un Réseau de communications électroniques sur le Réseau BT et/ou sur le Réseau HTA desservant les communes du Calvados (annexe 2), ainsi qu'à en assurer ou en faire assurer l'exploitation.

Le périmètre du Projet est défini à l'Annexe 2. Le Projet donnera lieu à la réalisation d'une ou plusieurs Opérations.

Le service public de la distribution électrique dont est chargé le Distributeur est prioritaire sur l'établissement et l'exploitation du Réseau de communications électroniques. Par voie de conséquence, le Maître d'Ouvrage et l'Opérateur ne peuvent s'opposer aux interventions effectuées

par l'AODE dans le cadre de ses compétences (travaux d'enfouissement, etc.) ou par le Distributeur dans le cadre de la construction ou de l'exploitation du Réseau public de distribution d'électricité et des ouvrages qui le composent.

L'Opérateur s'engage à ne pas porter atteinte au bon fonctionnement de la distribution publique d'électricité lors de l'établissement et de l'exploitation de son Réseau de communications électroniques.

En aucun cas, la Convention ne saurait être constitutive de droits réels sur les ouvrages de distribution publique d'électricité au profit du Maître d'ouvrage, de l'Opérateur ou de leurs prestataires.

La Convention ne garantit pas à l'Opérateur ou au Maitre d'Ouvrage la mise à disposition d'un support. Par ailleurs, une convention peut être signée sur une même zone avec plusieurs Opérateurs. Seul l'accord technique, dont les modalités sont décrites dans l'Article 5.3, et donné par le Distributeur, engage les cosignataires de la Convention pour l'utilisation d'un ou plusieurs supports. Aucun accord technique ne peut être délivré si une convention n'a pas été préalablement signée avec l'opérateur ou le maitre d'ouvrage le demandant.

Par ailleurs, d'une façon générale, le Maître d'Ouvrage ou l'Opérateur s'engagent à respecter et à faire respecter par les entreprises désignées ou acceptées dans le cadre d'un contrat de sous-traitance et les éventuels utilisateurs des équipements d'accueil dont ils sont les gestionnaires, l'ensemble des modalités de mise en œuvre et d'exploitation du Réseau de communications telles que prévues par les présentes. Cela vise notamment les obligations relatives à la sécurité des personnes et des biens, rappelées en annexe 9, au respect de l'environnement, aux modalités techniques fixées par l'Annexe 5 et de confidentialité.

3. AUTORISATIONS ET DECLARATIONS

Préalablement à l'établissement de son Réseau de communications électroniques, le Maître d'Ouvrage et/ou l'Opérateur s'engagent à effectuer la déclaration préalable auprès de l'Autorité de Régulation des Communications Electroniques et des Postes prévue par l'article L. 33-1-I du CPCE.

D'une façon générale, le Maître d'Ouvrage et l'Opérateur font leur affaire de l'obtention de l'ensemble des autorisations, notamment des conventions d'occupation domaniale et des servitudes, en ce compris les autorisations délivrées par le maire au nom de l'Etat, que nécessitent l'établissement et l'exploitation du Réseau de communications électroniques dans le cadre des textes en vigueur.

Dans la mesure où cela ne porte pas atteinte au service public de la distribution d'énergie électrique, le Distributeur accepte, dans les conditions techniques et financières fixées dans la Convention et dans le cadre du partage des droits de passage et des servitudes prévues par les articles L. 46 et L. 48 du CPCE, que le Maître d'Ouvrage et/ou l'Opérateur puissent utiliser les ouvrages du Réseau public de distribution d'électricité nécessaires pour l'installation des équipements du Réseau de communications électroniques.

Pour ce faire, le Maitre d'Ouvrage ou l'Opérateur doivent veiller à ce que les conditions fixées par les articles du CPCE susmentionnés soient remplies, notamment, s'agissant du partage d'une installation déjà autorisée au titre d'une autre servitude, à ce que l'installation du Réseau de communications électroniques, d'une part, n'accroisse pas l'atteinte portée à la propriété privée, et d'autre part, soit réalisée conformément à ce qui est prévu aux alinéas 1 à 4 de l'article L.48.

4 PROPRIETE DES OUVRAGES DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ ET DES EQUIPEMENTS DU RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES

4.1. PROPRIETE DES OUVRAGES DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE

Les ouvrages électriques font partie du Réseau public de distribution d'électricité et constituent des biens concédés au sens de l'article 2 du cahier des charges du Contrat de concession de la distribution publique d'électricité.
Dans les conditions définies à l'article L. 322-4 du Code de l'énergie, ils appartiennent à l'AODE.

4.2. PROPRIETE ET PARTAGE DES OUVRAGES DU RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES

4.2.1 Partage des équipements d'accueil des câbles

Les équipements du Réseau de communications électroniques sont propriété de l'Opérateur. Au regard de l'article L. 47 CPCE invitant à une utilisation partagée des installations existantes, et considérant par ailleurs les contraintes de place limitée sur les supports et d'esthétique, l'Opérateur fera ses meilleurs efforts pour donner droit aux demandes raisonnables d'accès aux Equipements d'accueil (hors coffrets), tels que les traverses et gaines de protection verticales, qu'il a mis en place. L'accès doit se faire dans des conditions équilibrées, transparentes et non discriminatoires. L'Opérateur signataire de la Convention se porte fort de notifier à tout autre Opérateur souhaitant utiliser les équipements d'accueil, les modalités techniques définies par la Convention. Il communique par écrit dans les meilleurs délais au Distributeur l'identité de ces opérateurs tiers souhaitant utiliser les Equipements d'accueil et le calendrier de déploiement et de mise en service souhaité.
L'installation d'un nouveau câble par un opérateur autre que le signataire de la Convention fait l'objet d'une nouvelle convention, établie sur le même modèle que la présente, entre ce deuxième opérateur, le Distributeur et l'AODE, pour l'utilisation des supports électriques et d'une convention entre les deux opérateurs pour l'utilisation des Equipements d'accueil.

4.2.2 Saturation des capacités d'accueil sur les supports HTA

L'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage utilisant toute la capacité disponible sur un support HTA pour l'accueil d'un câble optique est tenu de formuler une offre raisonnable de mise à disposition de fibres noires.
L'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage reste l'unique interlocuteur du Distributeur et de l'AODE et est garant du respect des dispositions de la Convention par les tiers utilisant ses fibres.
L'installation d'un second câble optique peut néanmoins être envisagée, sous réserve de l'accord préalable du Distributeur.

5. MODALITES TECHNIQUES DE MISE EN ŒUVRE DU RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES

Ce chapitre décrit les obligations et les attributions du Maître d'Ouvrage et de l'Opérateur, d'une part, et du Distributeur d'autre part, pour l'établissement du Réseau de communications électroniques, c'est-à-dire la phase des études générales d'ingénierie pour chaque Opération, la phase de réalisation des travaux de déploiement sur les supports, ainsi que la phase d'exploitation et de maintenance de ce Réseau de communications électroniques.

De manière générale, l'Opérateur ou le Maitre d'ouvrage respecte l'ensemble des modalités fixées par l'Annexe 5. Il peut se rapprocher du Distributeur en cas de difficultés d'interprétation de l'une de ces stipulations.

Par ailleurs, l'ensemble des échanges d'informations (communication du dossier d'étude, accord technique, démarrage des travaux…) entre les acteurs du déploiement THD (Distributeur, AODE, Opérateur ou Maître d'Ouvrage, bureaux d'études et entreprises de travaux) s'effectue dans l'outil « e-Plans module appuis communs », mis à disposition par le Distributeur et décrit en Annexe 10. Le Maître d'Ouvrage et l'Opérateur s'assurent dans le cadre de la relation contractuelle les liant à leurs prestataires d'études et de travaux, que ceux-ci respectent cette obligation

5.1. DOSSIER DE PRESENTATION DU PROJET

Avant la mise en œuvre du Projet, l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage transmet au Distributeur un dossier de présentation du Projet qui définit la zone d'emprise du déploiement envisagé, le cas échéant le découpage prévisionnel de ce déploiement en Opérations, et qui décrit, notamment, les principes d'ingénierie, les modes de pose et les équipements qu'il compte mettre en œuvre pour installer le Réseau de communications électroniques.
Une copie est adressée à l'AODE.

5.2. INSTRUCTION DU PROJET

5.2.1 Déroulement général des opérations

Le Projet peut faire l'objet d'une ou plusieurs Opérations. Toute Opération fait l'objet d'une étude présentée au Distributeur pour accord technique de sa part, dans les conditions fixées ci-après.

5.2.2 Communication par l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage des informations cartographiques relatives à chaque Opération

Afin de permettre au Distributeur de mettre à disposition les données nécessaires à l'étude d'une Opération, l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage lui communique les données cartographiques à moyenne échelle des Réseaux qu'il entend déployer dans le cadre de cette Opération en format de type « Shapefile » et dans les conditions fixées par l'article 2 de l'Annexe 6.

5.2.3 Communication par le Distributeur des informations relatives au Réseau public de distribution d'électricité

Dans un délai de 4 semaines à compter de la réception des informations cartographiques visées à l'Article 5.2.2, le Distributeur communique à l'Opérateur ou au Maitre d'Ouvrage les informations dont il dispose lui permettant de définir la topologie et l'architecture générale du Réseau de communications électroniques à déployer. Ces informations, dont la liste est définie à l'article 1er de l'Annexe 6, sont communiquées dans un format SIG de type « Shapefile ».

Tout délai supplémentaire jugé nécessaire par le Distributeur fait l'objet d'une information motivée à l'Opérateur ou au Maitre d'Ouvrage. Si le Distributeur ne dispose pas de toutes les données susmentionnées, l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage font leur affaire de l'obtention des données manquantes, en particulier les relevés de terrain demandés dans l'article 3.1 de l'Annexe 5.

Par ailleurs, et avant d'effectuer les relevés, études et calculs mécaniques pour vérifier la capacité des supports du Réseau public de distribution d'électricité à supporter les efforts supplémentaires, l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage prend contact avec le Distributeur et avec l'AODE afin de

connaître, sur la zone d'emprise de l'Opération, les éventuelles modifications ou réservations envisagées, telles que :

- la dépose du Réseau BT et /ou HTA,
- les travaux d'enfouissement d'une partie du Réseau public de distribution d'électricité ou son installation en façade,
- les modifications d'ouvrages (fils nus…),
- les réservations des zones prévues pour l'éclairage public.

Lorsqu' un opérateur de Réseau de communications électroniques est déjà présent sur les supports électriques sur lesquels l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage entend déployer son réseau, l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage se rapproche de celui-ci pour connaître les caractéristiques techniques des réseaux existants ou projetés.

L'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage prend acte qu'il lui revient de prendre contact avec l'AODE ou la collectivité locale compétente pour connaitre les éventuelles réservations des zones prévues pour l'éclairage public.

5.2.4 Calendrier prévisionnel de déploiement

Le rythme de déploiement du Réseau de communications électroniques envisagé doit tenir compte des priorités liées aux missions du Distributeur. Il est donc, en partie, dépendant de la disponibilité des ressources humaines du Distributeur, nécessaires à ce déploiement.

Afin de favoriser le dialogue et les engagements réciproques autour de cette contrainte, l'Opérateur et/ou le Maitre d'Ouvrage et le Distributeur veillent à s'accorder sur un "calendrier de déploiement" prenant notamment en compte les contraintes de ressources humaines du Distributeur et les contraintes propres à l'architecture et aux modalités d'exploitation du Réseau public de distribution électrique.

Le **"calendrier prévisionnel de déploiement"** est établi par l'Opérateur et/ou le Maitre d'Ouvrage et proposé au Distributeur pour accord. Il est ensuite actualisé et transmis au Distributeur chaque année pour accord.
Pour ce faire, le Distributeur adresse ses observations sur ledit calendrier dans un délai de 4 semaines à compter de sa réception. En particulier, le Distributeur vérifie sa capacité à contrôler les études et à assurer les éventuelles visites communes sur place, ainsi que les accès aux ouvrages correspondant à la cadence de déploiement et fait éventuellement une proposition d'adaptation.

L'Opérateur et/ou le Maitre d'Ouvrage prend en compte les observations du Distributeur et modifie le cas échéant le calendrier prévisionnel de déploiement qu'il transmet au Distributeur. Celui-ci s'engage à l'approuver formellement dans un délai de 2 semaines à compter de sa réception.

Dès lors le Distributeur veille à la disponibilité de ses ressources humaines nécessaires au déploiement ainsi programmé. Dans l'hypothèse où l'Opérateur et/ou le Maître d'ouvrage ne respecte pas le calendrier, ENEDIS ne garantit plus les délais d'instruction du dossier.

Toute évolution fortuite et significative de la disponibilité de ces ressources, notamment consécutive à un événement majeur sur le Réseau public de distribution d'électricité, est annoncée à l'Opérateur ou au Maitre d'Ouvrage dès que possible afin de procéder aux ajustements nécessaires.

En dehors de cette hypothèse, toute demande de modifications du calendrier de déploiement émanant du Distributeur ou de l'Opérateur doit être justifiée. Elle doit être discutée entre le Distributeur et l'Opérateur et/ou le Maître d'ouvrage et faire l'objet d'un accord écrit.

L'AODE est, sur sa demande, tenue informée par l'Opérateur du calendrier de déploiement mis à jour.

5.3. PREPARATION ET PROGRAMMATION DES TRAVAUX

5.3.1 Instruction de la demande d'utilisation du Réseau BT et/ou HTA par l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage

5.3.1.1 Principe

Une fois les étapes précédemment exposées respectées, l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage remet simultanément au Distributeur et à l'AODE, pour chaque Opération via le portail d'échanges dématérialisés des dossiers Appuis Communs, le dossier d'étude complet, dans les conditions fixées par l'Annexe 5 et le « Guide pratique pour la réalisation d'études mécaniques permettant la pose de réseaux de communications électroniques sur le Réseau Public de Distribution d'Électricité Enedis–GUI-RES» en vigueur.

Les raccordements finals optiques visés à l'article 3 de l'Arrêté sont exemptés de l'obligation de remise du dossier d'étude. Toutefois, préalablement au déploiement, l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage procède, comme pour l'ensemble des supports, à la vérification de l'état du Support (solidité de la structure, nombre de câbles présents sur le support, environnement autour de l'appui), s'assure de la mise en œuvre des dispositions prévues dans l'arrêté technique du 17 mai 2001 et renonce si nécessaire à utiliser les supports qui ne seraient pas en mesure d'accueillir les câbles destinés au raccordement. Il vérifie notamment que les conditions techniques fixées par le cadre réglementaire applicable sont remplies.

Le dossier d'étude est destiné à vérifier, selon la réglementation en vigueur, à la date de création de l'ouvrage, la résistance mécanique des supports communs mobilisés.

L'AODE dispose d'un délai de 8 jours ouvrés à compter de la réception du dossier d'études pour faire parvenir ses observations éventuelles au Distributeur qui, en sa qualité de gestionnaire du réseau, conviendra des suites à donner.
Par principe, le Distributeur délivre son accord formel avant tout commencement d'exécution des travaux par l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage dit contrôle a priori. Cet accord est délivré après contrôle de l'exactitude du dossier d'études à l'issue du processus de validation fixé à l'article 5.3.1.3.

Par exception à ce qui précède, l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage peut demander à bénéficier de la possibilité de débuter les travaux sans attendre la validation des études, dans le cadre d'un contrôle a posteriori par le Distributeur (ci-après « CAPO »), sous réserve du respect des conditions fixées à l'article 5.3.1.4 et 5.3.1.5 ci-dessous. Ce contrôle peut intervenir avant ou après le commencement d'exécution des travaux.

De manière générale, les matériels et systèmes de Réseau de communications électroniques, de même que la technique de pose retenue, ne doivent pas porter atteinte au bon fonctionnement du Réseau Public de Distribution d'Electricité. Le service public de distribution d'électricité est toujours prioritaire sur l'établissement et l'exploitation du Réseau de communications électroniques.

Également, dans le cadre des présentes, il est convenu que les supports du Réseau BT peuvent accueillir un ou plusieurs câbles, de type cuivre, coaxiaux ou optiques. En revanche, les supports du Réseau HTA permettent en principe l'accueil d'un seul Câble de type optique. L'installation d'un second câble de type optique peut être envisagée, sous réserve de l'accord du Distributeur.

5.3.1.2 Contenu du dossier d'étude

Le dossier d'étude est réalisé à partir des données techniques recueillies par l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage, conformément à l'Article 5.2.3.

Il présente également la technique retenue pour la pose du câble de Réseau de communications électroniques.

Ce dossier d'étude doit être conforme aux modalités fixées par l'Annexe 5.

Dans le cas d'un support destiné à accueillir de la desserte optique et au moins un raccordement final optique, toute étude de calcul de charges fournie au Distributeur à compter du 1er janvier 2022, doit systématiquement intégrer une charge mécanique forfaitaire de 30 DaN, préalablement au déploiement de la desserte optique, afin de simuler les efforts engendrés par ce(s) raccordement(s).

Si le résultat du calcul de charges est inférieur ou égal aux valeurs maximales admissibles par l'arrêté technique applicable, le dit support peut alors être exploité pour 6 câbles de raccordements finals optique maximum sans qu'une nouvelle étude technique ne soit nécessaire lors de cette phase de raccordement. Au-delà du 6e câble de raccordement, l'opérateur d'infrastructure devra réaliser une étude de calcul de charge au réel pour s'assurer que le support peut accueillir chaque raccordement supplémentaire.

Lorsque l'étude de calcul de charges pour le déploiement de la desserte optique a été réalisée antérieurement au 1er janvier 2022, sans intégrer la charge mécanique forfaitaire susvisée, une nouvelle étude de calcul de charge est requise dans le cadre du dossier visé à l'article 5.3.1.1 sauf lorsque l'une des deux conditions suivantes est remplie :

- Soit l'appui accueille un maximum de 2 câbles de raccordements finals optique ;
- Soit l'appui respecte l'une des deux configurations suivantes au-delà de 2 câbles de raccordements finals optiques :
    - Pour 1 raccordement final optique dans une direction, 2 ou 3 sont conjointement dans une direction opposée (angle inférieur à 10 grades)
    - Pour 2 raccordements finals optiques dans une direction, 3 ou 4 sont conjointement dans une direction opposée (angle inférieur à 10 grades)
    - Pour 3 raccordements finals optiques dans une direction, 3 sont conjointement dans une direction opposée (angle inférieur à 10 grades)

Dans le cas d'un support destiné à n'accueillir que de la desserte optique, la charge mécanique forfaitaire de 30 DaN n'a pas à être intégrée au calcul de charges dudit support.

5.3.1.3 Processus de validation du dossier d'étude par le Distributeur

Sauf dans le cas prévu aux articles 5.3.1.4 et 5.3.1.5 relatifs au contrôle a posteriori, l'Opérateur doit obtenir l'accord formel (ci-après « Accord technique ») du Distributeur avant tout commencement d'exécution des travaux. Le Distributeur donne son accord technique sur les travaux à réaliser via e-Plans module Appuis Communs après contrôle du dossier d'étude, dans un délai maximum de 4 semaines à compter de la réception dudit dossier complet sur e-Plans module Appuis Communs.
Le Distributeur se réserve le droit de refuser un dossier d'étude qui ne respecte pas, en tout ou partie, les modalités techniques fixées par la présente convention, son annexe 5 et le Guide des Appuis communs, ou dont l'étude après contrôle s'avère inexacte.
Conformément à l'article L 34-8-2-1 du CPCE, le Distributeur se réserve également le droit de refuser ou de restreindre l'utilisation d'un ou plusieurs supports lorsque l'intégrité et la sécurité du réseau, ou la sécurité et la santé publique sont en jeu.

En cas de refus d'accord par le Distributeur sur tout ou partie de la demande, celui-ci transmet à l'Opérateur ou au Maitre d'Ouvrage, les motifs du refus, via e-Plans module Appuis Communs. Dans ce cas, l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage lui transmet, selon les mêmes modalités, un dossier modifié.

Lorsque des travaux doivent être réalisés par le Distributeur, par exemple une mise à niveau des supports (remplacement ou modification), ils sont à la charge de l'Opérateur ou du Maitre d'Ouvrage. Le montant des travaux qui sera facturé à l'Opérateur ou au Maitre d'Ouvrage est précisé par le Distributeur en annexe à l'accord technique, pour acceptation par l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage préalablement au commencement des travaux.

5.3.1.4 Conditions d'accès au mode de contrôle a posteriori

L'Opérateur qui souhaite bénéficier du CAPO sur le périmètre de la Convention, adresse au Distributeur une demande d'accès au contrôle a posteriori par voie de mail ou de courrier précisant le nom, les coordonnées et le SIRET du (ou des) bureau(x) d'études désigné(s) (ci-après BE) et apporte les justificatifs attestant que l'une des trois conditions suivantes est remplie :

- Le BE (SIRET) a réalisé pour le compte de l'Opérateur qui l'a désigné, au moins 15 études consécutives validées par Enedis au premier envoi sur e-Plans sur le périmètre de la Convention.
- 30% des collaborateurs du BE (SIRET) chargés de réaliser des études mécaniques sur appuis communs, a bénéficié d'une session d'accompagnement Enedis-D ou d'une formation équivalente et le BE a réalisé pour le compte de l'Opérateur qui l'a désigné, au moins 10 études consécutives validées par Enedis au premier envoi sur e-Plans sur le périmètre de la Convention. L'Opérateur remet à Enedis une attestation sur l'honneur signée du représentant du BE, attestant que le critère de suivi de l'accompagnement Enedis-D ou équivalent est rempli.

Le Distributeur notifie son accord par écrit le cas échéant pour chaque bureau d'études, dans un délai maximum de deux semaines à compter de l'envoi du mail ou du courrier susmentionné, après avoir vérifié que l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage s'est bien acquitté de ses obligations contractuelles vis-à-vis du Distributeur. Il indique la date à compter de laquelle les études déposées sur e-Plans pourront faire l'objet d'un contrôle a posteriori.

5.3.1.5 Conditions de mise en œuvre du contrôle a posteriori

A compter de la date notifiée de l'accord du Distributeur pour accéder au CAPO, dans le respect des conditions définies à l'article 5-3-1-4 ci-dessus, l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage est autorisé pour chaque Opération, à débuter la phase de réalisation des travaux décrits dans le dossier d'étude à compter de la date de dépôt du dossier d'étude complet dans e-Plans module Appuis Communs.

L'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage s'assure du respect des exigences prévues dans la Convention concernant la réalisation des travaux et notamment, du dépôt du programme de travaux sous e-Plans module Gestion Des Accès.

Les études pourront être contrôlées par le Distributeur dès le dépôt du dossier d'étude sous e-Plans module Appuis Communs, le cas échéant selon une méthode d'échantillonnage.

L'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage est informé que dans le cadre de la mise en œuvre du contrôle a posteriori, il reste responsable de la conformité des études qu'il doit réaliser ou faire réaliser conformément aux dispositions de l'article 5.

Conformément à l'article 5.3.2 de la Convention, les travaux de déploiement décrits dans le dossier d'étude devront débuter 6 mois maximum à compter de la date de dépôt de l'étude sous e-Plans module Appuis Communs. Le dossier de fin de travaux devra être déposé sous e-Plans module Appuis Communs au plus tard 8 mois à compter de la date de dépôt de l'étude.
Pour chaque Opération effectuée ultérieurement par un Opérateur ou un Maître d'Ouvrage, avec le même bureau d'études, le contrôle a posteriori sera mis en œuvre automatiquement.

L'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage, et le bureau d'études qu'il a désigné perdront le bénéfice du contrôle a posteriori dans l'un des cas ci-dessous :

- Inexactitude ou incomplétude de plus de 15% des études contrôlées par le Distributeur sur une période de trois mois à compter de la date d'accès au CAPO ;
- Si plus de 20% des Attestations d'achèvement des travaux (AAT) des études validées sur les 6 derniers mois n'ont pas été reçues.
- Et en tout état de cause, pour tout manquement par l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage à l'une ou l'autre des obligations fixées par la Convention et notamment celles relatives à la sécurité.

Le Distributeur en informe par lettre recommandée avec accusé réception l'Opérateur et son Bureau d'études. A compter de la date de réception de cette notification, les dossiers d'études déposés sur e-Plans module Appuis Communs pour les nouvelles Opérations, seront contrôlés à nouveau dans les conditions fixées à l'article 5.3.1.3.

Dans le cas où l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage perd le droit d'accéder au CAPO conformément aux cas prévus à l'article 5-3-1-5, il devra respecter un délai de carence de deux mois minimum à compter de la date de sortie du CAPO notifiée par le Distributeur, avant de pouvoir faire une nouvelle demande d'accès au CAPO.

5.3.2 Caducité de l'accord technique d'utilisation des supports

Si les travaux de réalisation du Réseau de communications électroniques (hors travaux de raccordements) ne sont pas commencés dans un délai de 6 mois à compter de la date de l'accord technique visé à l'Article 5.3.1.3, cet accord technique devient caduc de plein droit, sauf si le dépassement du délai découle d'une contrainte du Distributeur, par exemple lorsque le déploiement nécessite une mise à niveau des supports que le Distributeur ne réalise pas dans les 6 mois.

L'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage doit alors présenter un nouveau dossier d'étude selon les mêmes modalités.

5.3.3 Identification des supports du Réseau Public de Distribution d'Electricité exploitables pour un raccordement final optique

Lorsque l'étude prévue aux articles 5.3.1.1 et 5.3.1.2, établit le caractère exploitable du support pour un raccordement final optique, l'Opérateur ou le Maître d'ouvrage pose alors un bandeau de couleur verte en-dessous de la nappe du réseau de communications électroniques, à une hauteur minimale d'environ 1,5 m du sol.

A défaut, l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage signalera que le support ne doit recevoir aucun raccordement final optique en l'indiquant dans le dossier d'étude (plans et outil de calcul de charges CAMELIA COMAC) visé à l'article 5.3.1.1

Tout autre dispositif permettant d'identifier de façon certaine, le caractère exploitable ou non d'un support, en vue d'un raccordement final optique, pourra être mis en œuvre par l'Opérateur ou le Maître d'ouvrage au lieu et place des dispositifs ci-dessus, après concertation et accord entre les Parties.

5.4. Phase d'execution des travaux de deploiement du Reseau de communications electroniques

5.4.1 Information préalable au commencement des travaux

Avant d'entreprendre les travaux de déploiement du Réseau de communications électroniques sur le Réseau public de distribution d'électricité, l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage informe le Distributeur, l'AODE et la Collectivité selon les modalités de la réglementation en vigueur.

5.4.2 Mesures de prévention préalables

Lorsque le dossier d'étude a été validé par le Distributeur, et préalablement à l'exécution des travaux, l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage et ses prestataires procèdent à une inspection commune des lieux de travail et prennent les mesures nécessaires, conformément à la réglementation (articles R. 4512-1 et suivants du Code du Travail).

Le plan de prévention doit être établi entre l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage et ses prestataires, avant tout début de déploiement.

Il tient compte, le cas échéant, des instructions données par le Distributeur ainsi que des règles d'accès aux ouvrages électriques qui font l'objet de l'Annexe 9.

5.4.3 Sous-traitance

L'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage s'engage à ne faire intervenir pour l'exécution des travaux de déploiement du Réseau de communications électroniques sur le Réseau public de distribution d'électricité que les entreprises qu'il a désignées ou acceptées(s) dans le cadre d'un ou des contrat(s) de sous-traitance. En tout état de cause, l'entreprise qui intervient a une compétence en matière électrique au sens de la réglementation.

Il est également convenu que les prescriptions applicables en matière de sécurité rappelées dans la présente convention, sont portées à connaissance de ses entreprises sous-traitantes, directes ou indirectes par l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage.

L'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage garantit la signature et la traçabilité de la signature des IPS 2.6 et 0.7 (cf annexe 9), par l'ensemble des entreprises sous–traitantes et s'assure de leur bonne mise en œuvre dans le cadre de l'exécution des contrats de sous-traitance.

Il est précisé que le modèle national d'Instruction Permanente de Sécurité (IPS) en vigueur à la date de signature, est joint à la présente convention à titre informatif.

En effet, il est rappelé que chaque entreprise de travaux, en sa qualité d'employeur, sous-traitante directe ou indirecte, signe l'Instruction Permanente de Sécurité (IPS) applicable à la Direction Régionale du Distributeur comprenant les dispositions du modèle national annexé éventuellement complété.
En cas de mise à jour ultérieure de l'IPS, le Distributeur informera par tous moyens, l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage, qui se chargera de les communiquer à l'ensemble de ses sous-traitants directs et indirects.

5.4.4 Conditions d'accès et habilitation du personnel

5.4.4.1 Habilitation du personnel de l'Opérateur ou du Maitre d'Ouvrage et de ses sous-traitants

Toutes les personnes devant accéder ou intervenir dans les ouvrages électriques doivent être habilitées conformément à la publication UTE C18-510-1 conformément à l'arrêté du 19 juin 2014 cité après, et avoir reçu une formation adaptée aux activités qui leur sont demandées.

Elles doivent appliquer les règles d'intervention prévues par ce même document et par les dispositions de l'Annexe 9.

5.4.4.2 Modalités d'accès du personnel et des sous-traitants

Les personnels disposent d'un bon de travail et d'un accès aux ouvrages.

Pour toute intervention sur les ouvrages du Réseau public de distribution d'électricité, l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage devra respecter, et faire respecter par les entreprises désignées ou acceptées dans le cadre d'un contrat de sous-traitance, les règles d'accès aux ouvrages prévues par le décret 82-167 du 16 février 1982 et le recueil C 18-510-1, ainsi que par l'Annexe 9.

Dans le respect des dispositions précitées, l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage, ou les entreprises désignées ou acceptées dans le cadre de contrats de sous-traitance, pourront accéder à tout moment aux équipements installés sur les ouvrages du Réseau public de distribution d'électricité.

Cet accès permanent est valable pendant toute la durée de la Convention mais le Distributeur peut mettre fin par lettre recommandée avec accusé de réception, à cet accès permanent en cas de manquement aux dispositions mentionnées ci-dessus. Dans ce cas, l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage, ou les entreprises désignées ou acceptées dans le cadre de contrats de sous-traitance, devront demander au Distributeur par écrit une autorisation préalablement à chaque intervention.

Pour les travaux devant être réalisés hors tension, l'autorisation d'accès est matérialisée par une attestation de Consignation délivrée par un chargé de consignation.

5.4.4.3 Application de la règlementation « DT – DICT »

Conformément aux dispositions des articles R. 554-21-I-3° et R. 554-25-I du code de l'environnement, l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage bénéficie de la dispense de DT (déclaration de projet de travaux) et les entreprises désignées ou acceptées dans le cadre de contrats de sous-traitance, de la dispense de DICT (déclaration d'intention de commencement de travaux), sous réserve que le Distributeur, en sa qualité d'exploitant du réseau, et l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage, en sa qualité de responsable de projet, se soient accordés sur les mesures de sécurité applicables aux travaux réalisés à proximité des Réseaux du Distributeur et qu'elles aient été portées à la connaissance de tous les intervenants.
Cette dispense de DT-DICT est matérialisée concernant l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage, par la signature de la Convention, et concernant le ou les sous-traitant(s) directs ou indirects, par l'intégration des clauses contractuelles figurant en annexe 11 de la présente convention. Elle ne s'applique qu'aux réseaux HTA-BT dont le Distributeur est l'exploitant au sens de la réglementation DT-DICT.

Les Parties conviennent que les modalités spécifiques de sécurité que sont tenues de respecter l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage et les entreprises désignées ou acceptées dans le cadre de contrats de sous-traitance sont les suivantes :

- Pour la réalisation de travaux sur les supports du Réseau du Distributeur, l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage devra respecter, et faire respecter par les entreprises désignées ou acceptées dans le cadre de contrats de sous-traitance, le décret n° 82-167 du 16 février 1982, ainsi que les dispositions de la publication UTE C 18-510-1.
- La dispense de DT et de DICT n'exonère pas de l'application des autres dispositions de la règlementation relative aux travaux à proximité des réseaux, et notamment du respect du guide technique relatif aux travaux à proximité des réseaux en vigueur, et établi conformément aux dispositions de l'article R. 554-29 du code de l'environnement.
  Par conséquent, l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage et les entreprises désignées ou acceptées dans le cadre de contrats de sous-traitance, veillent, conformément aux dispositions de l'article R. 554-29 du code de l'environnement, à la conservation et à la continuité de service des ouvrages ainsi qu'à la sauvegarde de la sécurité des personnes et des biens et la protection de l'environnement.
  Ils sont tenus de respecter les prescriptions techniques fixées par le guide technique et de les appliquer lors de la conception et de la réalisation des projets et lors de l'exécution des travaux.
- Toute opération doit faire l'objet d'une préparation et, a minima, d'une analyse sur place.
- Les instructions de sécurité, telles qu'elles résultent de l'Annexe 9, doivent être respectées par l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage et les entreprises désignées ou acceptées dans le cadre de contrats de sous-traitance.

L'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage devra :

- Imposer contractuellement à ses sous-traitants directs ou indirects, les dispositions de sécurité ;
- Garantir la signature et la traçabilité de la signature des IPS 2.6 et 0.7, par l'ensemble des entreprises sous–traitantes.
- S'assurer que les entreprises désignées ou acceptées dans le cadre de contrats de sous-traitance respectent les mesures de sécurité, telles qu'elles ont pu être exposées ;
- Pouvoir rendre compte à Enedis de la maitrise du dispositif de portage des mesures de sécurité applicables.
-

5.4.4.4 Information en temps réel du Distributeur par l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage

Cette information est décrite dans l'Annexe 9.

5.4.5 Réalisation des travaux

5.4.5.1 Installation des équipements

L'installation du Réseau et matériels du Réseau de communications électroniques est réalisée conformément aux procédures rédigées en commun et au dossier d'étude validé par le Distributeur, visés à l'Article 5.3.1 et au planning d'intervention hebdomadaire visé à l'annexe 9.

5.4.5.2 Prestations du Distributeur pour l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage

L'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage doit faire appel au Distributeur et seulement à lui pour un certain nombre de prestations qui relèvent de sa responsabilité d'exploitant d'ouvrage électrique, telle que, par exemple, une prestation de visite d'ouvrage avant déploiement du Réseau de communications

électroniques ou la délivrance des autorisations d'accès aux ouvrages. Les modalités financières associées sont fixées à l'Article 7.

5.4.5.3. Signalisation de la fin de travaux par l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage

La fin des travaux réalisés par l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage est concrétisée par l'avis de fin de travail ou par communication téléphonique selon les modalités décrites dans les procédures visées à l'Annexe 9.

5.4.6 Information sur l'utilisation de l'appui commun et contrôle de la conformité des ouvrages equipés d'un réseau de communications électroniques

Conformément à l'obligation prévue à l'article 6 de l'Arrêté technique du 24/12/2021, l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage informe le Distributeur de l'utilisation d'un support du RPD dans les 30 jours suivant l'achèvement des travaux à l'aide de l'Attestation d'Achèvement de Travaux décrite en annexe 8.

5.4.6.1 Attestation de conformité par l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage

A la fin des travaux, l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage s'engage, par écrit, sur la conformité de la réalisation de ses travaux par rapport :

- à l'Opération présentée à l'AODE et au Distributeur, et acceptée par le Distributeur, notamment au dossier technique et au dossier d'étude ;
- aux textes réglementaires ;
- aux règles de l'art ;
- aux dispositions de l'Annexe 5.

Pour ce faire, il adresse au Distributeur via la plateforme d'échanges dématérialisés des dossiers Appuis Communs, une Attestation d'Achèvement de Travaux (AAT) des travaux réalisés pour l'établissement du Réseau de communications électroniques sur l'Appui commun dans un délai de 30 jours selon le modèle prévu en Annexe 8.

Pour les dossiers ayant fait l'objet d'une étude de calcul de charge mécanique des ouvrages, l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage joint les données numériques de récolement, mentionnant au minimum :

- la nature, les caractéristiques (libellé, type, diamètre) et la longueur des câbles installés ;
- la tension de réglage ou paramètre de pose ;
- la géolocalisation et les caractéristiques de chaque support utilisé ;
- la date de mise à jour de ces informations ;
- le cas échéant la valeur des prises de terre pour les câbles télécom comportant un conducteur métallique (éventuellement valeur du couplage avec une proximité de terre HTA ou HTB).

Dans le cas particulier des raccordements finals optiques seuls, l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage adresse au Distributeur, une attestation d'achèvement de travaux simplifiée.

Il recueille à cet effet les informations suivantes :

- le code INSEE de la commune
- la position XY projetée en RGF 93 de chaque Appui commun utilisé avec une précision s'approchant le plus possible de +/- 1 mètre avec une tolérance de +/- 10 mètres par appui,
-

- la date de la pose du câble ;
- le nom de l'Opérateur ou du Maître d'Ouvrage ;
- l'information « première utilisation » ou « déjà utilisé » ;

Dans le cadre de la production des attestations d'achèvement de travaux simplifiés, l'Opérateur ou le Maître d'ouvrage est autorisé à produire ou à faire produire des informations par retraitement de photographies géolocalisées et horodatées ; L'opérateur ou le Maître d'ouvrage approchera le plus possible une précision de +/- 1 mètre dans la géolocalisation des photographies sans dépasser la précision de +/- 10 mètres. Dans le cas où plusieurs supports se trouveraient à une distance de moins de 10 mètres les uns des autres (cas des traversées de routes), l'opérateur fera son possible pour permettre l'identification de chacun des supports.

Les données ci-dessus sont également transmises par l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage à l'AODE.

5.4.6.2 Contrôle de la conformité par le Distributeur

A l'issue des travaux de déploiement des Réseaux de communications électroniques, le Distributeur a la possibilité de vérifier la conformité des travaux et de s'assurer de leur compatibilité avec l'exploitation du Réseau public de distribution d'électricité et la pérennité de celui-ci.
Lorsqu'une non-conformité est détectée, le Distributeur notifie ses observations et met en demeure l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage de mettre ses installations en conformité.
En tout état de cause, en cas de problème mettant en cause la sécurité, le Distributeur peut réaliser immédiatement la mise en sécurité aux frais de l'Opérateur ou du Maitre d'Ouvrage.
Lorsque les travaux sont réalisés sur la base d'une étude ayant fait l'objet de l'accord technique visé à l'article 5-3-1-3 l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage dispose d'un délai maximum d'un mois à compter de cette notification pour mettre ses installations en conformité.

Lorsque les travaux sont réalisés sur la base d'une étude entrant dans le dispositif du CAPO :

- Si la non-conformité est liée à une étude inexacte, l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage dispose d'un délai de deux mois pour corriger son étude et mettre en conformité ses installations. Plus particulièrement, dans le cas où un support a été utilisé, alors que le Distributeur conclut lors du contrôle de l'étude ou des travaux qu'il n'aurait pas dû l'être, l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage pourra :
    - Soit demander le changement du support. Le Distributeur procédera alors au remplacement du support à compter du retour du devis signé par l'Opérateur ou le Maitre d'ouvrage et du versement de l'éventuel acompte correspondant. La signature du devis et le versement de l'éventuel acompte correspondant devront intervenir dans les deux semaines suivant la transmission du devis par le Distributeur. Si les conditions de pose temporaire de fibre optique décrites dans la note Enedis-NOI-RES_76E s'appliquent, l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage pourra laisser le système de télécommunication en place pour une durée maximale de 12 mois, à compter de la pose de celui-ci sur l'appui commun concerné. Si les conditions de pose temporaire de fibre optique décrites dans la note Enedis-NOI-RES_76E ne s'appliquent pas, le Distributeur remplacera le support concerné dans les 2 mois suivant la signature du devis et le versement de l'éventuel acompte correspondant.
    - Soit définir une solution technique alternative pour dégager le support inutilisable. L'Opérateur ou le Maitre d'ouvrage devra au préalable mettre à jour l'étude en prenant en compte cette nouvelle solution et la soumettre à Enedis, dans un délai maximum d'un mois à compter de la date de notification des observations, avec la solution technique retenue et les nouveaux calculs. Une fois l'étude validée par Enedis, la fibre devra être retirée du support commun dans un délai maximum d'un mois.
- Dans les autres cas le délai de mise en conformité des installations est d'un mois.

5.5. COMMUNICATION DES DONNEES CARTOGRAPHIQUES PAR L'OPERATEUR

L'Opérateur communique au Distributeur et, pour son information à l'AODE, les informations permettant de gérer, localiser et assurer la maintenance des supports du Réseau public de distribution d'électricité qui sont utilisés pour le déploiement du Réseau de communications électroniques. Ces informations, dont la liste est fixée par l'article 2 de l'Annexe 6, sont fournies sous forme de données géolocalisées pouvant être reprises dans les Systèmes d'Informations Géographiques (SIG) et suivant un format largement répandu également détaillé dans l'Annexe 6.

A cet effet, l'Opérateur fournit au Distributeur et à l'AODE, à la fin de chaque semestre, un tableau récapitulatif des supports utilisés, au format .xls ou similaire.

5.6. PHASE D'EXPLOITATION COORDONNEE ET DE SUPERVISION DES RESEAUX

5.6.1 Supervision des Réseaux

Le Distributeur et l'Opérateur sont, chacun en ce qui le concerne, responsables de la supervision de leur réseau respectif. En d'autres termes, le Distributeur ne supervise pas le Réseau de communications électroniques et l'Opérateur ne supervise pas le Réseau de distribution publique d'électricité.

Les modalités d'échanges d'informations entre le Distributeur et l'Opérateur sont précisées aux Articles 5.6.2 et 5.6.3.

Les Parties pourront conclure une convention ad hoc visant à encadrer les conditions de mise en œuvre de cet article.

5.6.2 Maintenance par le Distributeur des ouvrages équipés en Réseau de communications électroniques

Le Distributeur peut procéder à toute opération sur le Réseau public de distribution d'électricité sans information préalable de l'Opérateur, sans préjudice toutefois d'une information *a priori* ou *a posteriori* apportée à l'Opérateur par le Distributeur lorsque le Réseau de communications électroniques est susceptible d'être affecté ou a été effectivement affecté par ladite opération.

5.6.3 Maintenance par l'Opérateur sur le Réseau de communications électroniques

5.6.3.1 Modalités d'accès et habilitation en phase d'exploitation

L'Opérateur a le droit d'accéder à ses équipements à tout instant sous réserve de la délivrance d'une autorisation d'accès par le Distributeur. Les modalités d'accès et les habilitations nécessaires en phase d'exploitation sont conformes à la publication UTE C 18-510-1 conformément à l'arrêté du 19 juin 2014 et précisées dans les procédures visées par l'Annexe 9.

5.6.3.2 Maintenance préventive sur les équipements de Réseau de communications électroniques installés sur les ouvrages du Réseau public de distribution d'électricité

Le planning des interventions de maintenance programmée de ses installations est transmis par l'Opérateur au Distributeur ainsi que toute mise à jour éventuelle.

5.6.3.3 Maintenance curative sur les équipements de Réseau de communications électroniques installés sur les ouvrages du Réseau public de distribution d'électricité

En cas de panne détectée ou signalée par les utilisateurs, l'Opérateur peut déclencher des interventions sur les ouvrages concernés, si nécessaire en coordination avec le Distributeur, et selon les modalités décrites dans les procédures visées à l'Annexe 9.

5.7. PHASE D'EVOLUTION DU RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES ET MISE HORS SERVICE D'EQUIPEMENTS DE RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES

En cas de modification de son Réseau de communications électroniques et de mise hors service de certains équipements qui le constituent, l'Opérateur s'engage à démonter dans un délai de trois mois les équipements qui ne seraient plus utilisés et à supporter les frais de remise en état du Réseau public de distribution d'électricité.

6 MODIFICATION DES OUVRAGES DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ

6.1. PRINCIPES

L'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage établit le Réseau de communications électroniques sur des ouvrages du Réseau public de distribution d'électricité en l'état existant de ce réseau dont il a pris connaissance au préalable et dans le cadre des modalités décrites à l'Article 5. En conséquence, il ne peut modifier ou demander des modifications du Réseau public de distribution d'électricité que dans les conditions prévues par la Convention, et sous réserve que ces modifications ne portent pas atteinte à la bonne exploitation du service ou à la sécurité du Réseau public de distribution d'électricité. Toutes les modifications pour les besoins de l'établissement du Réseau de communications électroniques, notamment le remplacement des supports pour tenir le surcroît d'effort mécanique exercé par le câble optique, ou encore le remaniement des Réseaux électriques et des autres réseaux existants pour les besoins de l'ajout du câble de communications électroniques, sont facturées à l'Opérateur ou au Maitre d'Ouvrage.
Pour assurer la distribution d'électricité qui constitue l'activité prioritaire du Réseau électrique, le Distributeur ou l'AODE (le cas échéant, la collectivité publique Maître d'Ouvrage des travaux sur le Réseau électrique) peuvent procéder à des modifications ultérieures des ouvrages de ce réseau. De même, certaines modifications peuvent résulter du fait de tiers (demandes de raccordement, déplacements d'ouvrages etc.). Certaines modifications s'imposent dans leur principe à l'Opérateur ou au Maitre d'Ouvrage.

6.2. MODIFICATIONS DU FAIT DE L'AODE OU DU DISTRIBUTEUR

6.2.1 Règles générales

L'Opérateur ne peut faire obstacle à une modification de tout ou partie du Réseau public de distribution d'électricité existant.

En dehors d'événements nécessitant une intervention urgente sur le Réseau public de distribution d'électricité, le Distributeur ou l'AODE selon le cas informe l'Opérateur, de son intention de réaliser des travaux ayant des effets temporaires ou définitifs sur le Réseau de communications électroniques,

à minima trois mois avant le début des travaux. Pour les opérations de raccordement au Réseau public de distribution d'électricité, ce délai est ramené à un mois.

En cas de travaux sur le Réseau public de distribution d'électricité nécessitant une modification ou une dépose de tout ou partie du Réseau de communications électroniques, le Distributeur ou l'AODE indiquent à l'Opérateur l'objet et la durée prévisible desdits travaux ainsi que le délai dans lequel le Réseau de communications électroniques doit être modifié ou déposé.

Ces travaux et leurs conséquences sur le Réseau de communications électroniques peuvent ouvrir droit à une indemnité au profit de l'Opérateur dans le cas d'une dépose définitive du Réseau public de distribution d'électricité et dans les conditions suivantes :

- pendant les 2 premières années le droit d'usage et la redevance d'utilisation versés au titre des Articles 7.2 et 7.3 sont remboursés au Maître d'ouvrage,
- au-delà des 2 premières années aucune indemnisation n'est versée par le Distributeur ou l'AODE.

On entend par « 2 premières années » le délai courant à partir de la date de l'accord technique visé au 5.3.1.

En tout état de cause, l'Opérateur fait son affaire de la reconstruction du Réseau de communications électroniques jusqu'à la réception des travaux par le Maître d'ouvrage.

6.2.2 Cas de la mise en « techniques discrètes »

La mise en " techniques discrètes " des Réseaux consiste à poser des câbles sur façades ou en souterrain avec la dépose des supports du réseau électrique.

Quel que soit le motif de la mise en " techniques discrètes " de tout ou partie du Réseau public de distribution d'électricité, l'Opérateur et/ou le Maître d'ouvrage ne peut y faire obstacle. Il s'engage à déposer, préalablement ou simultanément à la mise en œuvre des travaux, son réseau installé sur les supports.

A défaut, le Distributeur et l'AODE se réservent chacun le droit de déposer le Réseau de communications électroniques aux frais et risques de l'Opérateur et/ou le Maître d'ouvrage, après qu'une mise en demeure adressée à l'Opérateur et/ou le Maître d'ouvrage, par lettre recommandée avec avis de réception, soit restée sans réponse dans un délai d'un mois à compter de sa réception.

Afin de favoriser la concertation et la coordination des travaux, sauf cas d'urgence ou de force majeure, l'AODE et/ou le Distributeur communiquent à l'Opérateur leurs programmes annuels, afin de permettre à ce dernier de programmer et de budgétiser les travaux de mise en " techniques discrètes " du Réseau de communications électroniques concerné.
L'Opérateur fait alors son affaire, techniquement et financièrement, de la mise en " techniques discrètes " de son propre réseau posé sur les supports de distribution publique de l'électricité, ce qui ne fait pas obstacle à une réalisation conjointe de ces travaux.
En cas de remplacement d'une ligne aérienne du Réseau public de distribution d'électricité par une ligne souterraine, les Parties appliquent les règles définies en Annexe 4 et peuvent signer une convention spécifique pour leur mise en œuvre.

Si les câbles de plusieurs opérateurs sont présents sur une même traverse ou dans une même gaine dans le cadre d'un partage dans les conditions définies à l'Article 4.2.1, le gestionnaire des Equipements d'accueil est seul interlocuteur du Distributeur ou de l'AODE pour ce qui concerne l'organisation de la dépose des réseaux existants et de leur enfouissement. Le gestionnaire des Equipements d'accueil prend en charge les coûts de dépose et d'enfouissement de l'ensemble des réseaux installés sur ses équipements. Il fait son affaire de la coordination des différents opérateurs et de l'éventuelle perception, auprès d'eux, d'une participation financière aux frais de dépose et d'enfouissement.

6.3. MODIFICATIONS A LA DEMANDE D'UN TIERS

Dans le cas de modifications des ouvrages du Réseau public de distribution d'électricité à la demande d'un tiers, seules les règles relatives aux modifications des Réseaux publics de distribution d'électricité s'appliquent, conformément à l'article 12 de la loi du 15 juin 1906 (Art. L. 323-4 et suivants du Code de l'énergie), ainsi qu'aux décrets et à la jurisprudence qui en découlent.
Le cas échéant, si cette demande du tiers est susceptible d'affecter le Réseau de communications électroniques, le Distributeur en informe par écrit l'Opérateur dans un délai lui permettant de prendre les dispositions éventuellement nécessaires, et de se rapprocher du demandeur.
Le Distributeur, l'Opérateur et les autres exploitants éventuels font chacun leur affaire de la perception auprès du demandeur de sa participation financière aux frais de modification des réseaux dont ils ont respectivement la charge.
Lorsque les modifications demandées par le tiers ne peuvent ouvrir droit à indemnisation, le Distributeur et l'Opérateur prennent à leur charge les frais de modification des ouvrages dont ils ont respectivement la charge et réalisent les travaux.
En aucun cas, l'Opérateur ne peut prétendre au remboursement des frais engagés ni à aucune autre indemnisation par le Distributeur ou par l'AODE.

6.4. MODIFICATIONS A LA DEMANDE DE L'OPERATEUR

Les travaux et interventions pour l'établissement du Réseau de communications électroniques ne peuvent remettre en cause l'architecture et la consistance du Réseau public de distribution d'électricité et des autres réseaux existants.
L'Opérateur peut toutefois souhaiter la réalisation de modifications ou d'aménagements, jugés mineurs par le Distributeur, des ouvrages du Réseau public de distribution d'électricité.
Dans ce cas, il doit adresser une demande préalable au Distributeur accompagnée de tous les éléments nécessaires notamment techniques.
Le Distributeur se prononce dans le délai d'un mois à compter de la réception de la demande de l'Opérateur.
En tout état de cause, ces modifications et celles afférentes aux autres réseaux existants sont à la charge de l'Opérateur.
Pour chaque tronçon de l'infrastructure modifiée, l'Opérateur fournit à l'AODE et au Distributeur les informations relatives aux éléments modifiés, un mois au plus tard après la fin des travaux.

7 MODALITES FINANCIERES

La mise en place sur le Réseau public de distribution d'électricité et l'exploitation d'un Réseau de communications électroniques ne doivent générer aucune charge économique supplémentaire ni pour l'AODE, ni pour le Distributeur ou pour les utilisateurs du Réseau public de distribution d'électricité.
En conséquence, toutes les interventions et prestations que le Distributeur doit assurer au profit de l'Opérateur ou du Maître d'Ouvrage du Réseau de communications électroniques leur sont facturées.
En outre, l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage verse au Distributeur une redevance au titre du droit d'usage du Réseau public de distribution d'électricité, et à l'AODE une redevance pour l'utilisation de ce réseau.

7.1. REMUNERATION DES PRESTATIONS EFFECTUEES PAR LE DISTRIBUTEUR

7.1.1 Définition des prestations

L'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage doit faire appel au Distributeur et seulement à lui pour un certain nombre de prestations qui relèvent de sa responsabilité.

Cela vise notamment les prestations suivantes :

- la fourniture des informations réseaux;
- la validation du dossier technique;
- l'analyse des résultats CAMELIA/COMAC;
- la délivrance des accès aux ouvrages;
- le contrôle de conformité après travaux.

Le coût de ces prestations effectuées par le Distributeur est supporté par l'Opérateur ou le Maître d'Ouvrage dans des conditions veillant à assurer la neutralité économique, en tenant compte de leur coût de revient pour le Distributeur et de la couverture des charges exposées par ce dernier.

Ces prestations font l'objet d'une facturation unique pour l'ensemble de ces prestations réalisées par le Distributeur de l'instruction du dossier jusqu'à la réalisation de l'Ouvrage de communications électroniques.

En 2015, le tarif applicable pour ces prestations est fixé à :

- 0,67 €/ml pour le Réseau HTA,
- 0,78 €/ml pour le Réseau BT.

Dans l'hypothèse où ce tarif est fixé par le catalogue des prestations du Distributeur (tarif au mètre linéaire des lignes étudiées), il sera actualisé régulièrement avec la validation de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE).
Le cas échéant, ces prestations pourront faire l'objet d'un devis, soit parce qu'elles ne sont pas inscrites au catalogue, soit parce qu'elles nécessitent un traitement spécifique.

Le coût des prestations est soumis à réactualisation en fonction des évolutions techniques ultérieures et des coûts horaires du Distributeur. Lorsqu'il est inscrit au catalogue, il est contrôlé et validé par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) dans le cadre de la révision du catalogue.

7.1.2 Modalités de paiement

Les prestations relevant de l'Article 7.1.1 font l'objet d'une facturation semestrielle par le Distributeur au Maître d'Ouvrage ou à l'Opérateur[3].
Le paiement doit survenir dans un délai maximal de 45 jours fin de mois ou 60 jours nets date de facture.

7.2. DROIT D'USAGE VERSE AU DISTRIBUTEUR

7.2.1 Définition

Sans préjudice des prestations prévues par l'Article 7.1 et de la redevance prévue par l'Article 7.3, le Distributeur perçoit de la part du Maître d'Ouvrage ou de l'Opérateur un droit d'usage au titre de la mise à disposition des supports du Réseau public de distribution d'électricité pour l'installation et l'exploitation du Réseau de communications électroniques par ce-dernier.

Il est indépendant de la redevance d'occupation du domaine public, et tient notamment compte des éléments suivants :

- la perte de suréquipement ;
- la gêne d'exploitation ;
- l'entretien et le renouvellement des supports ;

- l'élagage à proximité des lignes électriques.

Pour l'année 2023, il est fixé par support ou, le cas échéant, par traverse à 62.97 € HT.

Le droit d'usage est susceptible d'être modifié au cours de l'exécution de la Convention en fonction du cadre qui sera éventuellement fixé par la Commission de Régulation de l'Energie. Ces modifications produiront automatiquement leurs effets entre les Parties dans le cadre des présentes. Partant, les facturations qui seront émises par la suite par le Distributeur prendront en compte lesdites modifications.

Il est assujetti à la TVA, au taux en vigueur à la date d'émission de la facture HT.

7.2.2 Modalités de versement

Le droit d'usage correspond aux montants totaux dus au Distributeur par le Maitre d'Ouvrage ou l'Opérateur par support ou par traverse pour une durée de mise à disposition des supports de 20 ans.

Ils font l'objet d'une facturation unique par tranche de travaux réalisés sur un semestre, en fonction du nombre de supports qui ont été mis à disposition durant cette période, sur la base des volumes indiqués dans l'Annexe 7 dûment remplie.

Le paiement doit survenir dans un délai maximal de 60 jours nets à compter de la date d'émission de la facture par le Distributeur.
En cas de retard dans le règlement de la redevance, le Distributeur peut appliquer des intérêts moratoires calculés selon la réglementation en vigueur.

7.3. REDEVANCE D'UTILISATION DU RESEAU VERSEE A L'AUTORITE CONCEDANTE

7.3.1 Définition

Le Maitre d'Ouvrage ou l'Opérateur verse une redevance d'utilisation du Réseau public de distribution d'énergie électrique à l'AODE, propriétaire dudit réseau. Cette redevance est indépendante de la redevance d'occupation du domaine public perçue par le gestionnaire de ce domaine et tient compte des avantages tirés par l'Opérateur de cette utilisation.

Le montant de la redevance est facturé une seule fois pour une durée de mise à disposition des supports de 20 ans. Pour l'année 2023, il est fixé par support ou, le cas échéant, par traverse à 31.48 € HT.

La redevance d'utilisation du réseau électrique versée à l'AODE n'est pas soumise à la TVA, conformément aux articles 256 B et 260 A du Code général des impôts.

7.3.2 Modalités de versement

Les montants visés à l'Article 7.3.1 correspondent aux montants totaux dus à l'AODE par le Maitre d'Ouvrage ou l'Opérateur par support ou par traverse pour la durée de la Convention.

Ces montants font l'objet d'une facturation semestrielle par l'AODE au Maitre d'Ouvrage ou à l'Opérateur en fonction du nombre de supports qui ont été mis à disposition durant cette période, sur la base des volumes indiqués dans l'Annexe 7 dûment remplie. A cet effet, le Distributeur communique à l'AODE l'assiette de facturation.

Le paiement doit survenir dans un délai maximal de 60 jours nets à compter de la date d'émission de la facture.

En cas de retard dans le règlement de la redevance, l'AODE peut appliquer des intérêts moratoires calculés selon la réglementation en vigueur.

7.4. DISPOSITIONS COMMUNES AU DROIT D'USAGE ET A LA REDEVANCE D'UTILISATION

7.4.1 Prise en compte du versement du droit d'usage et de la redevance d'utilisation dans le temps

Les montants visés aux Articles 7.2 et 7.3 sont calculés sur la base d'une mise à disposition des supports par le Réseau de communications électroniques pendant une durée de 20 ans à compter de son installation. Partant, dans l'hypothèse où une nouvelle convention est conclue entre les Parties avant l'échéance des présentes, et ayant le même objet que les présentes, le Maitre d'Ouvrage ou l'Opérateur ne sera tenu de verser à nouveau une redevance d'utilisation et un droit d'usage, respectivement à l'AODE et au Distributeur, qu'à l'échéance du délai de 20 ans à compter de l'installation des ouvrages du Réseau de communications électroniques.

7.4.2 Actualisation des redevances du droit d'usage et de la redevance d'utilisation

Le droit d'usage versé au Distributeur et la redevance d'utilisation versée à l'AODE sont calculés au 1er janvier de chaque année et varient proportionnellement à un coefficient d'actualisation K défini comme suit :

K = 0,15 + 0,85 (TP12an / TP12ao)

Où :

- TP12a correspond à l'index national de travaux publics pour les « réseaux d'énergie et de communication », publié mensuellement par l'INSEE.
- « n » correspond à l'année d'actualisation. L'index à prendre en compte est celui du mois de juillet de l'année « n-1 ».
- « o » indique l'année d'établissement des prix. L'index TP12ao est celui du 1er Novembre 2014, sa valeur est 106,2 et correspond aux valeurs de base de 55 € HT pour le droit d'usage, et de 27,5 € HT pour la redevance d'utilisation.

8 ABANDON DU PROJET DE RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES – RESILIATION DE LA CONVENTION

8.1. ABANDON DU PROJET DE RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES

En cas d'abandon du projet de déploiement de Réseau de communications électroniques pendant la période de temps couverte par la Convention, l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage s'engage à :

- en informer dans le délai d'un mois maximum, par lettres recommandées le Distributeur et l'AODE ;
- déposer ou faire déposer le Réseau de communications électroniques dans un délai maximum de douze mois à compter de la date de la lettre recommandée. La dépose inclut la remise en état des ouvrages et les éventuelles opérations de dépollution. L'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage demeure entièrement responsable du Réseau de communications électroniques jusqu'à la dépose complète de celui-ci.
    - Nota 1 : aucun Equipement d'accueil n'est déposé sans avis préalable de la Collectivité, qui se réserve le droit de prendre possession des équipements d'accueil correspondant au Réseau de communications électroniques abandonné, ainsi que des droits et obligations de la Convention.
    - Nota 2 : dans le cas où les équipements appartenant à l'Opérateur sont utilisés par des tiers, aucun équipement n'est déposé sans qu'une solution d'accueil

équivalente ne soit proposée aux tiers utilisateurs par l'Opérateur. Une solution peut être la cession gratuite des équipements à un tiers opérateur de communications électroniques, sous réserve de la signature d'une convention entre ce tiers, le Distributeur et l'AODE.

En cas de carence dans l'exécution des obligations au titre du présent article, le Distributeur se réserve le droit de déposer le Réseau de communications électroniques aux frais et risques de l'Opérateur, après qu'une mise en demeure adressée par le Distributeur au Maître d'ouvrage ou à l'Opérateur, par lettre recommandée avec avis de réception, soit restée sans réponse dans un délai d'un mois à compter de sa réception.

8.2. RESILIATION DE LA CONVENTION PAR LE DISTRIBUTEUR

8.2.1 Modalités de mise en œuvre

La Convention peut être résiliée dans les conditions prévues par le présent article en cas de manquement grave et répété, par l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage, à ses obligations contractuelles essentielles, et ce, dans des conditions mettant en danger ou perturbant la sécurité et la continuité du Réseau public de distribution d'électricité.

En cas de manquement grave et répété par l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage à ses obligations telles que visées à l'alinéa précédent, le Distributeur met en demeure par lettre recommandée avec avis de réception l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage de remédier à ses manquements et informe concomitamment, par lettre recommandée avec avis de réception, le Maître d'ouvrage et/ou la Collectivité et l'AODE, de la situation. Le cas échéant, le Distributeur peut prendre, aux frais de l'Opérateur ou du Maitre d'Ouvrage, des mesures conservatoires pour assurer la sécurité et la continuité du service public dont il a la charge.

En cas de désaccord persistant et en l'absence d'une solution dégagée trois mois après sa saisine, le Distributeur peut résilier la Convention par décision dûment motivée, notifiée par lettre recommandée avec avis de réception à l'ensemble des Parties.

8.2.2 Conséquences de la résiliation

En cas de résiliation, l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage devra déposer le Réseau de communications électroniques et remettre en état les ouvrages du Réseau public de distribution d'électricité à ses frais dans un délai maximum de douze mois à compter de la date de résiliation de la Convention. Il doit également procéder, le cas échéant, aux opérations de dépollution. Les modalités définies à l'Article **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** s'appliquent.
A défaut, le Distributeur se réserve le droit de déposer ledit réseau et de procéder aux éventuelles opérations de dépollution aux frais et risques de l'Opérateur et/ou du Maitre d'Ouvrage.

La résiliation de la Convention ne produit pas d'effet sur l'existence et la validité des droits et obligations des Parties prévus pour demeurer en vigueur au-delà de la résiliation de la Convention, telles que les obligations des Parties relatives à la confidentialité.

Les présentes stipulations s'appliquent sans préjudice du droit, pour le Distributeur victime des manquements de l'Opérateur et/ou du Maitre d'Ouvrage, d'être indemnisé des conséquences dommageables de ces manquements, dans les conditions fixées par l'Article 9.

Par ailleurs, le paiement des prestations fournies par le Distributeur et des redevances dues pour toute utilisation d'un support restent dues, y compris en cas de résiliation anticipée.

8.3. DEFAILLANCE DE L'OPERATEUR

En cas de défaillance de l'Opérateur, quelle qu'en soit la cause - et sans préjudice de l'opportunité éventuelle pour l'AODE de se substituer à l'Opérateur - , dont le résultat serait la non-exécution des

obligations contractuelles relatives à la dépose du Réseau de communications électroniques susceptible de lui incomber au titre des Articles 8.1 et 8.2, le Distributeur peut, afin de recouvrer les frais afférents à la dépose dudit réseau qu'il aura exposés, demander au Maître d'Ouvrage la prise en charge desdits frais, sous réserve d'avoir préalablement sollicité l'Opérateur.

9 RESPONSABILITES

9.1. RESPONSABILITES DU DISTRIBUTEUR ET DE L'OPERATEUR OU DU MAITRE D'OUVRAGE

9.1.1 Principes

Chacune des Parties est responsable vis-à-vis de l'autre des seuls dommages matériels qui seraient causés de son fait, ou du fait de ses préposés, entrepreneurs ou sous-traitants directs ou indirects de tout rang, à des tiers (personnes physiques ou morales autres qu'Enedis ou l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage ou leurs préposés respectifs) et résultant de l'exécution de la Convention. Elle s'engage à répondre dans cette limite de l'ensemble des préjudices qu'elle pourrait causer à l'autre Partie sous réserve de la preuve d'un manquement qui lui est imputable.

A ce titre :

- L'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage assume l'entière responsabilité des équipements et ouvrages dont il a la garde ou dont il répond (et notamment les Equipements d'accueil et le Réseau de communications électroniques) et des travaux et interventions réalisés par lui ou par des entreprises désignées ou acceptées dans le cadre de contrats de sous-traitance ;
- Le Distributeur exclut toute responsabilité du fait du fonctionnement des protections du Réseau public de distribution d'électricité et notamment des systèmes de ré-enclenchement automatique pour les deux aspects techniques suivants :
    - Non-immunité de l'appareillage à ce type de phénomène ;
    - Perturbation des communications ou transfert de données en cours.

Les parties entendent exclure entre elles tout recours s'agissant des dommages indirects et/ou immatériels tels que, et sans que cette liste soit limitative, les conséquences des perturbations causées au réseau de communications électroniques, les pertes de profits, de bénéfices, d'exploitation, de chiffre d'affaire, de chances, de contrats, l'atteinte à l'image de marque, le préjudice moral ou commercial et autres pertes de revenus, les manques à gagner et surcoûts.

Les parties prennent également acte de ce que le distributeur ne peut garantir l'exactitude et l'exhaustivité des plans et données cartographiques. Il en résulte qu'elles ne peuvent en aucun cas rechercher sa responsabilité fondée notamment sur le degré de fiabilité, la précision, la symbolique ou l'exhaustivité des plans et données fournis dans le cadre de la convention.

Si un ouvrage de distribution publique de l'électricité comportant des équipements installés par l'opérateur subit un quelconque dommage, préalablement à tout recours contentieux et afin d'assurer la continuité du service de distribution publique électrique et l'intégrité du réseau de communications électroniques, le distributeur et l'opérateur effectuent, si nécessaire, une remise en état provisoire et (ou) une reconstruction définitive des ouvrages dont ils ont respectivement la charge. Chaque fois que possible, un constat d'huissier décrivant l'ensemble des dommages est toutefois préalablement établi. Pour autant, la non-réalisation du constat d'huissier n'emporte pas de conséquence sur le droit à indemnisation d'une Partie, laquelle reste libre de démontrer le dommage par tout moyen.

9.1.2 Force majeure et régime perturbé

Les Parties n'encourent pas de responsabilité en cas d'événements de force majeure.

Un événement de force majeure désigne tout événement irrésistible, imprévisible et extérieur à la volonté des parties signataires de la présente convention, rendant impossible l'exécution de tout ou partie des obligations mentionnées dans les présentes dispositions générales.

Dans la mesure du possible, la Partie concernée informe les autres Parties des incidents et de leurs natures afin de limiter les conséquences dommageables de l'événement.

En particulier, le Distributeur n'encourt pas de responsabilité en cas d'incident sur le Réseau public de distribution d'électricité provenant d'un cas de force majeure affectant les conditions d'exploitation de ce réseau ou de circonstances exceptionnelles caractérisant un régime perturbé décrit ci-après.

En effet, il existe des circonstances exceptionnelles, indépendantes de la volonté d'Enedis et non maîtrisables dans l'état des connaissances techniques, qui sont assimilées à des événements de force majeure pouvant conduire dans certains cas à des perturbations dans l'alimentation des Points de Livraison voire à des délestages partiels. Ces circonstances caractérisant le régime perturbé sont notamment les suivantes :

- les destructions volontaires dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats ou atteintes délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels qu'incendies, explosions ou chutes d'avions ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982, c'est à dire des dommages matériels directs ayant pour cause déterminante l'intensité anormale d'un agent naturel, lorsque les mesures habituelles à prendre pour prévenir ces dommages n'ont pu empêcher leur survenance ou n'ont pu être prises ;
- les phénomènes atmosphériques irrésistibles par leur cause et leur ampleur et auxquels les réseaux électriques, et notamment aériens, sont particulièrement vulnérables (ex. : givre, neige collante, tempête, crue, canicule), dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 Points de Livraison, alimentés par le Réseau public de transport et/ou par les Réseaux publics de distribution sont privés d'électricité. Cette dernière condition n'est pas exigée en cas de délestages de PDL non prioritaires en application de l'arrêté du 5 juillet 1990, dans le cas où l'alimentation en électricité est de nature à être compromise ;
- les mises hors service d'ouvrages imposées par les pouvoirs publics pour des motifs de défense ou de sécurité publique ;
- les délestages imposés par les grèves du personnel
- les délestages organisés par RTE conformément à l'article 12 de l'arrêté du 6 octobre 2006 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport de l'électricité d'un réseau public de distribution.

Les Parties conviennent, le cas échéant, d'examiner les dispositions à prendre pour tirer les conséquences de la force majeure ou du régime perturbé sur les conditions d'exécution de la Convention.

9.2. RESPONSABILITE DU FAIT DE TRAVAUX SUR LE RESEAU DP SOUS MAITRISE DE L'AODE OU DU DISTRIBUTEUR

Les dommages causés aux installations du Réseau de communications électroniques, lors de travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de l'AODE (le cas échéant, de la collectivité publique Maître d'Ouvrage des travaux sur le Réseau de distribution publique d'électricité) ou du Distributeur, sont de la responsabilité de ce maître d'ouvrage, ainsi que les conséquences qui en résultent, y compris en cas d'accident corporel. Cette responsabilité ne fait toutefois pas préjudice à la mise en jeu de la

responsabilité de l'entreprise qui a exécuté les travaux et qui serait ainsi susceptible d'exonérer en tout ou partie le maître d'ouvrage précité.

9.3. DOMMAGES CAUSES PAR DES TIERS

Lors de dommages causés par un tiers aux installations dont le Distributeur et l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage ont la charge, ces derniers font chacun leur affaire des actions à intenter contre ledit tiers.

9.4. DOMMAGES CAUSES A DES TIERS

Les dommages causés par les Parties aux tiers lors de travaux réalisés sous leur maîtrise d'ouvrage, lors de toute intervention sur les ouvrages dont elles ont la charge ou du fait des ouvrages dont elles ont la charge sont de leur entière responsabilité, ainsi que les conséquences qui en résultent, y compris en cas d'accident corporel.

L'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage garantit Enedis contre tout recours, demande d'indemnisation ou condamnation dirigé contre cette dernière par un tiers ou un usager du Réseau public de distribution d'électricité à raison des travaux et interventions réalisés par l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage ou par des entreprises qu'il a désignées ou acceptées dans le cadre de contrats de sous-traitance, et des équipements et ouvrages dont il a la garde ou dont il répond.

10 ASSURANCES ET GARANTIES

A la signature de la Convention, l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage doit justifier qu'il est titulaire d'une assurance garantissant sa responsabilité en cas d'accidents ou de dommages causés par l'exécution des travaux d'établissement du Réseau de communications électroniques et la présence des équipements du Réseau de communications électroniques sur le Réseau public de distribution d'électricité ; il doit être en mesure de présenter au Distributeur, à sa demande, l'attestation d'assurance correspondante.

11 CONFIDENTIALITE ET UTILISATION DES INFORMATIONS ECHANGEES DANS LE CADRE DE LA CONVENTION

Les Parties s'engagent à respecter la présente clause de confidentialité pendant toute la durée de la Convention et pendant une période de 3 ans suivant l'expiration, la caducité ou la résiliation de la Convention.

11.1. CONFIDENTIALITE

Les informations communiquées entre les Parties, y compris leurs sous-traitants, au titre de la Convention, sont considérées comme confidentielles.

Les informations fournies par le Distributeur ne peuvent en aucun cas comprendre des données confidentielles et des informations commercialement sensibles au sens de l'article L. 111-73 du Code de l'énergie et du décret n°2001-630 du 16 juillet 2001 relatif à la confidentialité des informations détenues par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité, ni des données à caractère personnel au sens de la loi n°78-17 du 6 janvier 1978 relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés.

La notion d'information confidentielle n'inclut pas une information pour laquelle la Partie réceptrice peut démontrer que :

- L'information est dans le domaine public au moment de la signature de la Convention ou est tombée dans le domaine public pendant la durée de la convention, sans que la partie réceptrice ait violé ses obligations de confidentialité au titre de la convention ;

- Elle a été libérée de son obligation de confidentialité au regard de cette information par un accord écrit et préalable de la Partie émettrice ;
- Elle a reçu cette information d'un tiers, licitement, autrement que par violation des dispositions du présent article.

Les Parties s'engagent, dans le respect de la loi, à préserver la confidentialité des informations définies précédemment comme telles, dont elles ont connaissance et (ou) auxquelles elles auront eu accès dans le cadre de la Convention.

Si l'une des Parties souhaite transmettre, dans le cadre de la Convention, une information à un tiers, elle s'engage à demander l'accord écrit des autres parties concernées avant toute divulgation d'une information considérée comme confidentielle, et à insérer dans les relations contractuelles avec ce tiers la même obligation de confidentialité que celle prévue à la Convention.

Les dispositions du présent article s'entendent sans préjudice du respect de la législation, notamment la loi n°78-753 du 17 juillet 1978 portant diverses mesures d'amélioration des relations entre l'administration et le public et diverses dispositions d'ordre administratif, social et fiscal.

11.2. UTILISATION DES INFORMATIONS ECHANGEES

L'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage s'engage à ne pas effectuer de traitement des informations qui lui sont communiquées par le Distributeur qui aboutirait à un non-respect des exigences fixées par la loi n°78-17 du 17 janvier 1978 susvisée ou à la reconstitution d'informations commercialement sensibles visées par l'article L111-73 du code de l'énergie. A cet égard, il est informé des sanctions encourues en cas de violation desdites obligations prévues par l'article L111-81 du Code de l'énergie.

Par ailleurs, toutes les informations communiquées par le Distributeur à l'Opérateur ou au Maitre d'Ouvrage relatives au Réseau public de distribution d'électricité le sont aux seules fins d'exécution de la Convention. A cet effet, l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage est autorisé à transmettre ces données à ses prestataires travaillant pour son compte, sous réserve que le droit de propriété du Distributeur sur ces données et leur confidentialité soient préservés. Le prestataire doit alors s'engager à restituer à l'Opérateur ou au Maitre d'Ouvrage ou à détruire, à la fin de la prestation, les données du Distributeur mises à sa disposition.

Sauf accord exprès, écrit et préalable du Distributeur, l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage s'engage à ne pas utiliser les données mises à sa disposition à d'autres fins en particulier les communiquer à des tiers, en ce compris à des fins commerciales.

Le présent article ne s'oppose pas à ce que l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage communique la cartographie du Réseau de communications électroniques, excluant la représentation du Réseau public de distribution d'électricité, pour l'application de l'article L. 33-7 du CPCE.

12 CONNAISSANCES ACQUISES PAR LES PARTIES

Les Parties s'engagent à ne pas divulguer les savoir-faire et les connaissances que le Distributeur, l'AODE et l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage ou ses prestataires possèdent du fait de leur exploitation respective au moment de la signature de la Convention ou qu'ils acquerront pendant son exécution.

Toutefois, lorsque l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage agit pour le compte d'un Maître d'Ouvrage public, les connaissances acquises par l'Opérateur ou le Maitre d'Ouvrage peuvent être transmises au Maître d'Ouvrage dès lors que ces connaissances sont de nature à faciliter la cohérence des actions des collectivités en matière d'aménagement numérique du territoire.

Le Distributeur ou l'AODE (dans le cas où elle exercerait la maîtrise d'ouvrage) bénéficient d'un droit d'usage gratuit des connaissances qu'il a acquises au cours de la mise en œuvre du Projet objet de la Convention, et ce pour leurs seuls besoins propres.

13 DUREE DE LA CONVENTION

La durée de la Convention s'exerce indépendamment de l'échéance du Contrat de concession de distribution publique d'électricité en cours.

13.1. RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES ETABLI SOUS MAITRISE D'OUVRAGE PUBLIQUE

Lorsque le Réseau de communications électroniques est mis en place par un Opérateur pour le compte d'une collectivité, la Convention est signée après la date de prise d'effet du contrat pour l'établissement et l'exploitation du Réseau de communications électroniques.

La Convention ne peut excéder, en tout état de cause, une durée de vingt ans à compter de sa signature entre le Distributeur et le Maître d'Ouvrage.

Six mois avant cette échéance, le Maître d'Ouvrage informe le Distributeur et l'AODE de son intention de poursuivre ou non l'exploitation du Réseau de communications électroniques. Le Maître d'Ouvrage a la faculté :

- soit de demander la prorogation de la Convention et de se substituer à l'Opérateur ou de lui substituer un nouvel exploitant qu'il a désigné afin de poursuivre l'exploitation du Réseau de communications électroniques. Une telle prorogation donne lieu au versement des rémunérations et redevances dues au Distributeur et à l'AODE, dans les conditions fixées par l'Article 7 ;
- soit de demander la conclusion d'une nouvelle convention ; le Maître d'ouvrage, le Distributeur et l'AODE se rapprochent alors pour convenir d'un commun accord de ces modalités ;
- soit de mettre fin à l'exploitation du Réseau de communications électroniques.

Dans ce dernier cas, l'Opérateur s'engage à déposer le Réseau de communications électroniques dans un délai maximum de douze mois à compter de la date d'échéance de la Convention. A défaut, le Distributeur se réserve le droit de déposer ledit réseau aux frais et risques de l'Opérateur. Celui-ci doit également procéder, le cas échéant, aux opérations de dépollution. Les modalités prévues à l'Article 8.1 s'appliquent.

13.2. RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES ETABLI SOUS MAITRISE D'OUVRAGE PRIVEE

La Convention est conclue pour une durée de vingt ans à compter de la date de sa signature par les Parties.

Six mois avant cette échéance, l'Opérateur informe le Distributeur et l'AODE de son intention de poursuivre ou non l'exploitation du Réseau de communications électroniques. Si l'Opérateur souhaite poursuivre l'exploitation du réseau, une nouvelle convention est signée entre les Parties.

Si l'Opérateur ne souhaite pas poursuivre l'exploitation du Réseau de communications électroniques, le réseau est considéré comme abandonné à la date d'échéance de la Convention. Dans ce cas, les dispositions de l'Article **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** s'appliquent, jusqu'à ce que l'Opérateur ait satisfait à ses obligations, et ce même si la date d'échéance de la Convention est passée.

13.3. DISPOSITIONS COMMUNES

i- L'Opérateur ou le Maître d'ouvrage dans le cas de l'Article 13.1 demeure entièrement responsable du Réseau de communications électroniques jusqu'à la dépose complète de celui-ci.

ii- L'échéance de la Convention ne produit pas d'effet sur l'existence et la validité des droits et obligations des Parties prévus pour demeurer en vigueur au-delà de l'expiration de la Convention, telles que les obligations des Parties relatives à la confidentialité.

iii- Les présentes stipulations s'appliquent sans préjudice du droit, pour le Distributeur victime des manquements de l'Opérateur et/ou du Maitre d'Ouvrage, d'être indemnisé des conséquences dommageables de ces manquements, dans les conditions fixées par l'Article 9.

Par ailleurs, le paiement des prestations fournies par le Distributeur et des redevances dues pour toute utilisation d'un support restent dues, y compris en cas d'échéance de la Convention.

iv- Toute modification significative de la Convention fait l'objet d'un avenant.
La Convention ne peut pas être reconduite tacitement.
Les présentes stipulations constituent un tout indissociable, en ce compris les Annexes, insusceptible d'exécution partielle. Toutefois, la Convention a valeur prédominante sur ses Annexes en cas de contradiction.

13.4. ACTUALISATION DE LA CONVENTION

A la demande de l'une des Parties, les termes de la Convention peuvent être mis à jour afin de prendre en compte :

- une évolution du cadre réglementaire ;
- une évolution significative du contexte technique ou économique concernant les Réseaux de distribution d'énergie électrique ou les Réseaux de communications électroniques.

Toute évolution de la Convention est discutée avec l'ensemble des Parties. Par consensus entre les Parties et selon la nature des modifications apportées, l'actualisation de la Convention peut se faire par avenant, sous forme écrite, entre les Parties ou par signature d'une nouvelle convention. Dans ce second cas, la Convention devient caduque dès l'entrée en vigueur de la nouvelle convention.

Dans les deux cas, l'actualisation des termes de la Convention ne peut donner lieu à la perception de nouveaux droits d'usage ou redevances auprès de l'Opérateur ou du Maitre d'Ouvrage, sauf disposition réglementaire en ce sens. Sauf accord différent entre les Parties, la date d'échéance de la convention actualisée est la date d'échéance de la Convention.

14 CESSION DU RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES

En cas de cession de tout ou partie du Réseau de communications électroniques, l'Opérateur s'engage à informer le futur repreneur de l'existence de la Convention.

Il s'oblige à aviser l'AODE et le Distributeur, par lettre recommandée, de la cession, dans le mois suivant celle-ci. L'Opérateur doit fournir une copie de l'autorisation de cession délivrée par l'Autorité compétente.

Les droits et obligations de la Convention sont transférés au nouvel Opérateur par voie d'avenant, sans modification de la date d'échéance de la Convention.

La cession de tout ou partie du Réseau de communications électroniques n'ouvre droit à aucun remboursement des frais engagés par l'Opérateur cédant, ni à aucune autre indemnisation et ce, indépendamment de la date de prise d'effet de la Convention et des investissements réalisés par ce dernier.

15 REGLEMENT DES LITIGES

Sans préjudice des dispositions particulières prévues à l'Article 9 de la Convention, en cas de litige relatif à l'exécution et (ou) à l'interprétation de la Convention, les Parties s'engagent à rechercher une solution amiable. Cette tentative de conciliation suspend la recevabilité d'un recours devant le Tribunal Administratif compétent.

La procédure de conciliation doit être entreprise à l'initiative de la Partie la plus diligente dans le mois qui suit la connaissance de l'objet du litige ou du différend, par lettre recommandée avec accusé de réception adressée à l'autre Partie.

A défaut d'accord dans le délai d'un mois à compter de la lettre recommandée avec accusé de réception prévue à l'alinéa précédent, la Partie la plus diligente saisit le Tribunal Administratif compétent.

Les frais de conciliation sont répartis également entre chacune des Parties.

16 REPRESENTATION DES PARTIES ET ELECTION DE DOMICILE

16.1. MODALITES D'ECHANGES D'INFORMATIONS ENTRE LES PARTIES

Les communications qui seront faites entre les Parties, conformément aux obligations prévues par les présentes, se font entre les interlocuteurs désignés à l'Article 16.2.
Tout changement d'interlocuteur ou d'élection de domicile de l'une des Parties, ci-après arrêtés, devra être porté à la connaissance des autres Parties dans les meilleurs délais.

16.2. REPRESENTATION DES PARTIES

Les Parties s'engagent réciproquement à rester joignables et à s'informer de toute difficulté rencontrée pendant la durée d'exécution de la Convention.

Pour l'application de la Convention, les interlocuteurs sont :

Pour le Distributeur :
- M. Alain THOLIMET, DR NORMANDIE
  alain.tholimet@enedis.fr

Pour l'AODE :
- M. Frédéric LEROY, Responsable Réseaux Électriques SDEC 14
  FLEROY@sdec-energie.fr

Pour l'Opérateur :
- M. Terry JEAN-PHILIPPE, Service technique réglementaire FREE
  gop@free-infra.fr

16.3. ELECTION DE DOMICILE

Pour l'exécution de la Convention, les Parties élisent domicile aux adresses ci-dessous :

Pour le Distributeur :
- Enedis Direction Régionale Normandie
  9 Place de la Pucelle
  76000 ROUEN

Pour l'AODE :

- **Syndycat départemental d'énergies du Calvados _ SDEC Energie 14**
  Esplanade Brillaud du Laujardière – Zac de la Folie Couvrechef – Porte de l'Europe CS 75046
  14077 Caen Cedex 5

Pour l'Opérateur :

- **FREE ILIAD**
  8 rue de la ville l'évêque
  75008 PARIS

17 SIGNATURES

La Convention est dispensée de droit de timbre et des formalités d'enregistrement. Les Parties présentes signent[4] cette Convention en autant d'exemplaires originaux qu'il y a de Parties.

Pour le Distributeur
Fait à , le

Pour l'AODE
Fait à , le

Le Directeur Territorial du Calvados
M. Frédéric HARDOUIN

La Présidente,
Mme Catherine GOURNEY-LECONTE

Pour l'Opérateur
Fait à , le

Le **Président**
M. Nicolas THOMAS

[4] Parapher l'intégralité des pages, y compris les annexes et faire précéder la signature de la mention « lu et approuvé »

ANNEXE 1 : DESCRIPTION SOMMAIRE DES DIFFERENTS TYPES D'OUVRAGES ELECTRIQUES DES RESEAUX BT & HTA

1 RESEAU D'ELECTRICITE

1.1 RESEAU BASSE TENSION (BT)

Le Réseau Basse Tension est destiné à l'alimentation en énergie électrique de la clientèle. On rencontre sur celui-ci des branchements aériens ou aéro-souterrains reliant le réseau basse tension aux constructions. Ces branchements sont réalisés en conducteurs aériens nus (2 ou 4 fils), en câble aérien isolé torsadé, ou en câble souterrain dans le cas de liaison aéro-souterraine.

Les réseaux en conducteurs nus comportent 2, 4, 5, 6 voire 7 conducteurs (rarement 3), espacés entre eux de 0,30 à 0,50 mètre et faiblement écartés du support.

Les réseaux en conducteurs isolés se composent d'un ou plusieurs câbles isolés torsadés (4 conducteurs plus, éventuellement, 1, 2 ou 3 conducteurs isolés d'éclairage public).

Les supports utilisés sont en béton, en bois ou en métal. Ils peuvent également servir au réseau d'éclairage public (la présence d'appareils d'éclairage public n'est pas un moyen suffisant d'identification d'un réseau basse tension). Le réseau d'éclairage public est constitué de conducteurs nus (2 ou 3 conducteurs) ou d'un câble constitué de 2 ou 3 conducteurs isolés. Les appareils d'éclairage public y sont raccordés.

1.2 RESEAU MOYENNE TENSION (HTA)

Les réseaux à moyenne tension (HTA) ont de façon très majoritaire une structure arborescente, qui autorise des protections simples et peu coûteuses : à partir d'un poste source (lui-même alimenté par le réseau de répartition), l'électricité parcourt une artère (ou ossature) sur laquelle sont reliées directement des branches de dérivation au bout desquelles se trouvent les postes HTA/BT de distribution publique, qui alimentent les réseaux basse tension (BT) . La structure arborescente de ces réseaux implique qu'un défaut sur une ligne électrique MT entrainera forcément la coupure des clients alimentés par cette ligne, même si des possibilités de secours plus ou moins rapides existent.

Les réseaux HTA aériens, dont les ossatures sont constituées des 3 phases, sont majoritaires en zone rurale, où la structure arborescente prédomine largement. Par contre en zone urbaine les contraintes d'encombrement, d'esthétique et de sécurité conduisent à une utilisation massive des câbles souterrains. Les réseaux souterrains étant soumis potentiellement à de longues indisponibilités en cas d'avarie (plusieurs dizaines d'heures), il est fait appel à des structures en double dérivation ou à des structures radiales débouclées munies d'appareils automatiques de réalimentation, permettant une meilleure sécurité d'alimentation.

1.3 RESEAU MIXTE (HTA + BT)

Les réseaux mixtes (HTA et BT) ne peuvent accueillir que de la Fibre optique.

2 SUPPORTS DU RESEAU D'ELECTRICITE

2.1 SUPPORTS DU RESEAU BASSE TENSION (BT)

Armements des lignes électriques aériennes BT
Silhouettes les plus courantes

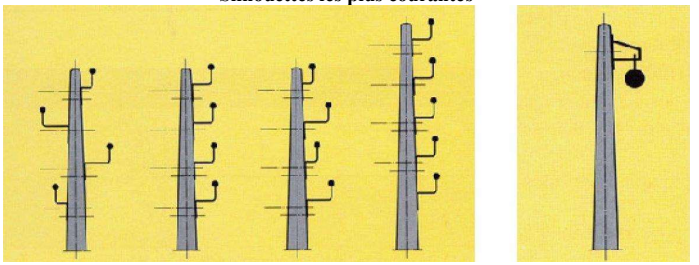


Figure 1 : Réseau électrique BT nu et isolé

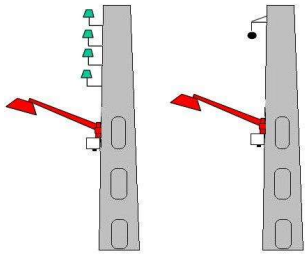


Figure 2 : Réseau électrique BT + éclairage public

2.2 SUPPORTS DU RESEAU MOYENNE TENSION (HTA)

Armements des lignes électriques aériennes HTA
Silhouettes les plus courantes

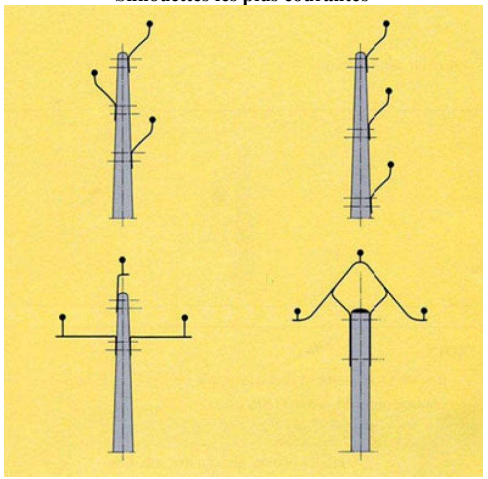


Figure 3 : Réseau électrique HTA - Technique rigide

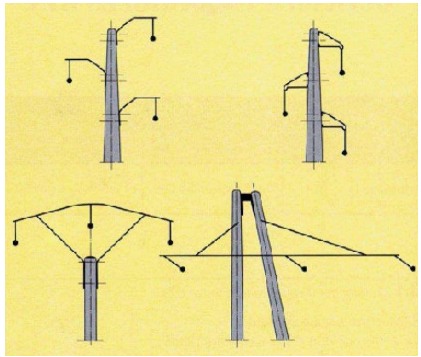


Figure 4 : Réseau électrique HTA nu - Technique suspendue

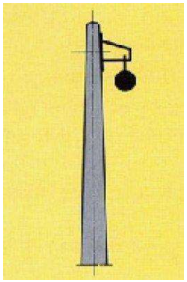


Figure 5 : Réseau électrique HTA isolé

Armements des lignes électriques mixtes HTA et BT
Silhouette les plus courantes

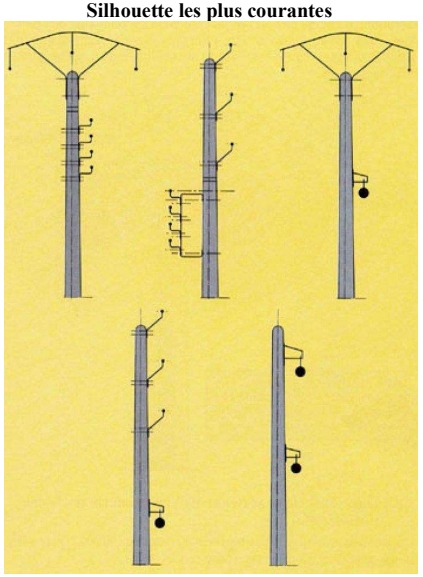


Figure 6 : Réseau électrique mixte HTA et BT

ANNEXE 2 : LOCALISATION DU DEPLOIEMENT DU RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES COUVERT PAR LA CONVENTION

1 TERRITOIRE CONCERNE PAR LA CONVENTION

Le Maître d'Ouvrage a décidé de déployer un réseau de communications électroniques sur le territoire de communes du département Du Calvados

2 LISTE DES COMMUNES CONCERNEES

L'intégralité du département du Calvados (14)

3 VOLUMETRIE ANNUELLE PREVISIONNELLE ET ZONES CONCERNEES

Le Maître d'Ouvrage s'engage à fournir une mise à jour a minima trimestrielle des prévisions, et à informer le Distributeur de tout évènement susceptible d'impacter cette volumétrie prévisionnelle, et à assurer l'analyse avec les flux effectivement transmis. Ces données seront communiquées par commune et par mois, pour l'utilisation de supports HTA et pour BT, en linéaire total, ainsi qu'en nombre de dossiers / supports du réseau de distribution électrique concernés.

2 kilomètres

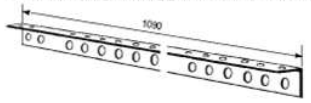
ANNEXE 3 : LISTE DES EQUIPEMENTS D'ACCUEIL SOUMIS A OBLIGATION DE PARTAGE

La présente liste détaille les équipements d'accueil sur lesquels porte l'obligation de partage, conformément aux dispositions de l'article 4.2.

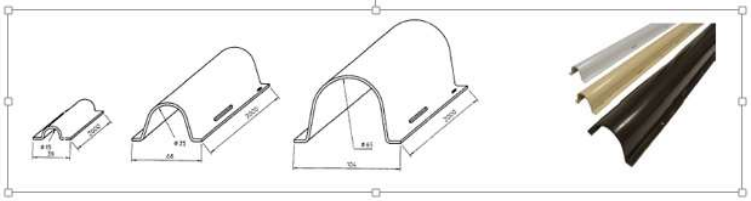
Selon les termes retenus dans la convention, le partage peut être mis en œuvre par la Collectivité, à qui les équipements sont transférés dès leur réalisation, ou bien directement par l'Opérateur.

Equipements soumis à obligation de partage :

1 .Traverse pour appui commun en bois ou en béton



2. **Gaines de protection**
Protection des descentes de câbles sur façade ou poteau.



ANNEXE 4 : REGLES APPLICABLES AUX OPERATIONS D'ENFOUISSEMENT

Dans le cadre des ouvrages concernés par la Convention, la répartition des coûts imputables à chacun des ouvrages est établie comme suit.

1. **Si l'enfouissement de l'ouvrage électrique est sous la maîtrise d'ouvrage du Distributeur :**

Les Parties appliqueront les dispositions de l'article D. 407-6 du CPCE telles qu'elles sont prévues à la date de la signature des présentes. Chacune des parties prend en charge les coûts spécifiques des ouvrages qu'elle exploite (fourreaux, regards, chambres de tirage, cadres et trappes standards …) ainsi que les ouvrages de génie-civil supplémentaires éventuels (pose de chambres, de mortiers, fonçage etc.), requis spécifiquement.

Le Distributeur peut éventuellement faire une offre de service pour assurer la maîtrise d'œuvre d'ensemble du chantier pour le compte du maître d'ouvrage de télécommunications.

2. **Si l'enfouissement est sous la maîtrise d'ouvrage de la collectivité :**

Les Parties appliqueront l'article L 2224-35 du Code général des collectivités territoriales[5]

[5] A compléter le cas échéant en mentionnant la convention fixant les modalités particulières établies entre l'Opérateur et l'AODE

ANNEXE 5 : MODALITES TECHNIQUES D'UTILISATION DES SUPPORTS COMMUNS DE RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE BASSE TENSION (BT) ET HAUTE TENSION (HTA) POUR L'ETABLISSEMENT ET L'EXPLOITATION D'UN RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES

voir fichier séparé

ANNEXE 6 : DESCRIPTION TECHNIQUE DES DONNEES DE CARTOGRAPHIE MISES A DISPOSITION

1. Données mises à disposition de l'Opérateur et de l'AODE par le Distributeur

Les données sont fournies au format SIG Shape (ESRI) pour une cartographie 1/25.000 de la France (hors Corse). Les tracés sont fournis en projection RGF 93 (ou, en toute hypothèse, selon un format convenu entre le Distributeur et l'Opérateur). Il est convenu d'une livraison semestrielle de l'ensemble des supports communs exploités par l'Opérateur.

L'Opérateur communique donc au Distributeur l'emprise prévue du projet.

Le Distributeur identifie cette emprise dans le SIG et réalise un export au format Shape des données.

Les couches géographiques suivantes sont fournies :

- Elec E Appareil de coupure aérien HTA.shp couche de points représentant la position des appareils de coupure aériens HTA

Champ	Type	Description
T_L_COMMAN	Texte	Télécommandé : oui, non
SYMBOLOGIE	Texte	Champ généré par Smallworld
ANGLE SYSANGLE	Numérique	Angle orientation

- Elec E Tronçon aérien HTA ME Position.shp : couche d'arcs représentant les tronçons aériens HTA

Champ	Type	Description
D_SIGNATION	Texte	Section, matière et technologie du câble Exemples : - 150 AL S6: câble, de section 150, en aluminium, technologie : S6 - Synthétique HN-33 S26 - 240 AL SO: câble, de section 240, en aluminium, technologie : SO - Isolation Synthé. UTE C 33-223 Câble 2000
SYMBOLOGIE	Texte	Champ généré par Smallworld

- Elec E Tronçon aérien BT ME Position.shp : couche d'arcs représentant les tronçons aériens BT

Champ	Type	Description
Type_de_ligne	Texte	Deux valeurs : « Torsadé » ou « nu »
D_SIGNATION	Texte	Section, matière et technologie du câble Exemples :

		- T 70 AL : Torsadé, de section 70, en aluminium - 3 x 75 CU + 48 CU: « fil nu », 3 conducteurs de phase de section 75, en cuivre + 1 conducteur de neutre de section 48, en cuivre
SYMBOLOGIE	Texte	Champ généré par Smallworld

2. Données mises à disposition du Distributeur et de l'AODE par l'Opérateur

Les données sont fournies au format SIG Shape (ESRI) pour une cartographie 1/25.000 de la France (hors Corse). Les tracés sont fournis en projection RGF 93 (ou, en toute hypothèse, selon un format convenu entre le Distributeur et l'Opérateur). Il est convenu d'une livraison semestrielle de l'ensemble des supports communs exploités par l'Opérateur.

La couche géographique suivante est disponible :

- Une couche de points contenant la localisation des supports communs

Champ	Type	Description
Propriétaire	Texte	Nom du propriétaire
Exploitant	Texte	Nom de l'exploitant de la Fibre optique posée en support commun
Système de projection	Texte	Nom du système de projection (RGF 93, Lambert II, WGS84, etc.)
Localisation	Numérique	Coordonnées
Type de support	Texte	Bois, béton...
Type de câble	Texte	Cuivre, Fibre optique...
Caractéristiques du câble	Texte et Numérique	Libellé, type, diamètre
Date d'installation	Date	Date d'installation sur le support commun
Hauteur	Numérique	Hauteur du support

ANNEXE 7 - DEMANDE D'UTILISATION DES SUPPORTS

Opérateur (nom et adresse) : ……
Date : ……
Adresse chantier : ……
Dossier (Réf Opérateur) : ……
Plan(s) (nom des fichiers) : ……

- un plan itinéraire (1/1.000) en format électronique faisant apparaître :

  - ☐ le tracé du réseau sur supports communs ;
  - ☐ l'emplacement des supports demandés, chaque support étant numéroté ;
  - ☐ le nombre et la nature des câbles ;
  - ☐ les longueurs des portées (y compris le cas échéant les portées amont et aval respectivement du premier et du dernier support);
  - ☐ la localisation et le positionnement sur le support des coffrets et accessoires ;
  - ☐ la position des prises de terre existantes et celles à créer (dans le cas de câbles télécom comportant un conducteur métallique) ;

- le calendrier prévisionnel d'exécution des travaux ;

- la photo des supports demandés

Nota : L'Opérateur envoie cette demande d'utilisation des supports au Distributeur accompagnée du dossier de calculs mécaniques de vérification d'aptitude (Fichiers données et résultats).

ANNEXE 8 : ATTESTATION D'ACHEVEMENT DE TRAVAUX DE RESEAU DE COMMUNICATIONS ELECTRONIQUES SUR SUPPORTS COMMUNS

Pour les supports de desserte optique, visés à l'article 4 de l'Arrêté technique du 24/12/2021 :

L'opérateur ou le Maître d'ouvrage s'engage à compléter et communiquer l'Attestation d'Achèvement des Travaux au distributeur selon le modèle ci-dessous.

Opérateur : ……
Date(s) du chantier : ……
Adresse du chantier : ……
N° de Dossier si étude COMAC : ……
Plan(s) : ……

L'opérateur ou le Maître d'ouvrage ou toute personne dûment mandatée s'engage à communiquer la couche géographique des supports communs utilisés à l'issue du chantier, telle que définie à l'annexe 6 alinéa 2, au format Shapefile.

Par la dépose de ce fichier, l'Opérateur ou le Maître d'ouvrage certifie que les travaux lui incombant sont réalisés conformément :

- ○ au projet présenté et accepté par l'AODE et le Distributeur,
- ○ aux textes réglementaires,
- ○ aux dispositions conventionnelles du présent guide,
- ○ aux règles de l'art.

L'Opérateur ou le Maître d'ouvrage ou toute personne dûment habilitée précise si les travaux sont :

- ○ complètement achevés
- ○ partiellement exécutés (Joindre le descriptif précis des travaux restant à réaliser)

Si les travaux sont non conformes à l'étude COMAC validée par le Distributeur (ex : support commun non utilisé), l'Opérateur ou le Maître d'ouvrage remet un plan de récolement mentionnant au minimum :

- ○ la nature et les caractéristiques des câbles posés,
- ○ la tension de pose,
- ○ la valeur des prises de terre pour les câbles télécom comportant un conducteur métallique (éventuellement valeur du couplage avec une proximité de terre HTA ou HTB),
- ○ la date de mise à jour,
- ○ la position des branchements.

L'opérateur peut joindre un schéma ou un plan si nécessaire :

Responsable de l'Opérateur	**Responsable du Distributeur**
Nom :	Nom : .....
Société :	Société : .....
Signature :	Signature : .....

Pour les supports de raccordement final optique, visés à l'article 3 de l'Arrêté :

L'opérateur ou le Maître d'ouvrage ou toute personne dûment habilitée s'engage à compléter et communiquer les informations suivantes au Distributeur. Sous la forme d'un fichier au format CSV (séparateur : point-virgule) suivant ;

Ce fichier sera dénommé : **BRCHT_Nom Opérateur_Date de dépôt du fichier.csv**

Par la dépose de ce fichier, l'opérateur ou le Maître d'ouvrage certifie avoir déployé un Réseau de communication électronique sur le(s) appui(s) commun(s) mentionné(s).

L'Opérateur ou le Maître d'ouvrage certifie que les travaux lui incombant sont réalisés conformément aux :

- Textes réglementaires,
- Dispositions conventionnelles,
- Règles de l'art.
- Dispositions de l'annexe 5 de la convention

Définition et format des champs

Champ	Description	En-tête colonne	Format
Date de pose du câble	Date réelle de pose du câble remontée par l'intervenant	DATE_INSTALL	JJ/MM/AAAA
Première utilisation d'un appui	Ce champ est utilisé pour la facturation des Droits d'usage et Redevances dès la première pose d'un câble de branchement. Cependant l'opérateur peut déclarer un câble en première utilisation si l'appui n'a jamais fait l'objet d'une facturation	PREM-UTILISATION	OUI NON
Propriétaire	Propriétaire du réseau de télécommunication. En Zone AMII Propriétaire = Opérateur En Zone RIP mettre l'EPIC	PROPRIETAIRE	NOM PROPRIETAIRE
Exploitant/Opérateur	En charge du déploiement/exploitation du Réseau	EXPLOITANT	NOM EXPLOITANT
Code Projet	Nom du système de projection (RGF93 obligatoire)	COD-PROJ	RGF93
Coordonnées X	Position X projetée en RGF 93 de chaque Appui commun utilisé	COORD-X	XXXXXX.XX
Coordonnées Y	Position Y projetée en RGF 93 de chaque Appui commun utilisé	COORD-Y	XXXXXX.XX
Type Réseau	Identification du réseau posé	TYP-RESEAU	TLC-BRCHT

Code INSEE	De la commune où se trouve l'appui	COD-INSEE	12345
Numéro d'affaire	Numéro de l'affaire D3 ouverte pour la pose des AAT	NUM-AFF	AC/23389

Ce fichier sera déposé sur la plateforme d'échange dématérialisée des dossiers Appuis communs à l'échelle de la direction régionale du distributeur, en utilisant un numéro d'affaire par trimestre.

Responsable de l'Opérateur

Nom : .....

Société : .....
Signature : .....

Responsable du Distributeur

Nom : .....

Société : .....
Signature : .....

ANNEXE 9 : MODELES D'INSTRUCTION DE SECURITE IPS 2.6 ET IPS 0.7 EN VIGUEUR

ENEDIS	**Instruction Permanente de Sécurité (IPS)** **1.1 INTERVENTIONS** **1.2 SUR LES SUPPORTS COMMUNS**	
Direction Régionale **xxx**	Version nationale v3 - validée le 3 janvier 2017 Pour un Accès associé à cette instruction, l'échéance de validité est le xx/xx/xxxx	**IPS-2.6-AER-000** **Page 53/3**

1. DOMAINE d'APPLICATION

La présente IPS s'applique sur les ouvrages aériens HTA et BT exploités par la Direction Régionale xx.
Elle définit les modalités à mettre en œuvre par le personnel de l'Opérateur ou de son prestataire pour intervenir en sécurité dans le cadre d'une convention « supports communs » signée avec Enedis visant l'utilisation des ouvrages et des supports d'ouvrage pour ses propres matériels ou réseaux.
Les supports de réseaux électriques aériens sont considérés comme des « locaux réservés aux électriciens » ; ils peuvent accueillir différents types de réseaux (éclairage public, télécommunication, ou fibre optique), et matériels (répétiteurs, concentrateurs, relais…).
Les interventions réalisées sur ces supports ou dans leur environnement respectent les modalités définies dans le présent document et dans la convention « supports communs » signée avec Enedis.

Les opérations suivantes sont interdites :
- intervenir sur un support du réseau de distribution sans autorisation d'Enedis ;
- intervenir sur les matériels ou sur les annexes des ouvrages d'Enedis ;
- exercer toute contrainte mécanique sur un câble électrique de remontée aéro-souterraine, par cerclage métallique, cravate, élingue ou autre dispositif d'accrochage permanent ou temporaire.

2. CONDITIONS d'EXECUTION des OPERATIONS

Conformément aux dispositions du code de l'environnement et sous réserve qu'Enedis, en sa qualité d'exploitant du réseau, et l'Opérateur, en sa qualité de responsable de projet, se soient accordés sur les mesures de sécurité applicables aux travaux réalisés à proximité des ouvrages Enedis, l'Opérateur et ses prestataires bénéficient de la dispense de DT (déclaration de projet de travaux) et les exécutants travaillant pour leur compte bénéficient de la dispense de DICT (déclaration d'intention de commencement de travaux).
Ces accords sont matérialisés par la signature d'une convention « supports communs ».
Les mesures de sécurité sont précisées dans le présent document.
Pour réaliser une première pose et entretenir les éléments installés, les conditions d'accès sont décidées conjointement à l'avance (cf. § 6).
Toute opération doit faire l'objet d'une préparation et a minima d'une analyse sur place.
Dans le cas de travaux sous consignation, une attention particulière sera portée au risque des courants induits sur conducteurs nus.
Les personnels sont désignés par leur hiérarchie et prennent en compte cette IPS pour préparer et réaliser les opérations.
En cas d'interférence d'un chantier de l'Opérateur ou de son prestataire avec un chantier d'Enedis, la priorité sera donnée au chantier d'Enedis ; l'Opérateur ou son prestataire devra interrompre ou reporter son chantier.
Les manœuvres d'exploitation sur le réseau sont du ressort exclusif des personnels habilités d'Enedis ou sur ordre du chargé d'exploitation d'Enedis.
Les personnels ne sont pas autorisés à franchir la DMA (Distance Minimale d'Approche) de 0,30 m pour le réseau BT nu et 0,60 m pour le réseau HTA nu.
Si la DMA risque d'être engagée, le chantier est stoppé et une demande de consignation ou de protection de chantier de tiers dans le cas de réseau BT est adressée à Enedis.
S'il y a présence d'un chargé de travaux, ce dernier porte un signe distinctif rouge (casque, bandeau, brassard, etc.).
Un surveillant de sécurité électrique est nécessaire pour les interventions à moins de 1 m du réseau BT nu et à moins de 2 m du réseau HTA nu.
L'ascension des supports peut se faire par tout moyen réglementaire et ne doit pas endommager les autres matériels fixés aux supports.
Les travaux réalisés en hauteur sont surveillés.
Les conditions d'ascension des supports bois sont précisées dans l'IPS 0.7-GEN-000.

Présence d'une enveloppe métallique sur le câble de communications électroniques (cf. *définition de la convention)* :
Les travaux sont qualifiés d'ordre électrique si toutes les conditions suivantes sont réunies :

- le support est équipé d'une mise à la terre du neutre en conducteur nu ;
- le réseau de télécommunications impliqué comprend une enveloppe métallique ;
- le travail nécessite d'accéder à l'enveloppe métallique, par exemple pour des travaux de câblage et de raccordement des câbles de communications électroniques, ainsi que leur dépannage.

Le réseau de communications électroniques peut ramener au niveau du support un potentiel différent de celui de la prise de terre du neutre. Dans ce cas, une mesure ou détection de tension est à réaliser à l'aide d'un voltmètre ou d'un détecteur de tension par un opérateur habilité a minima B1V, entre l'enveloppe métallique du câble de communications électroniques et le conducteur nu de mise à la terre du neutre.
La valeur relevée conditionne la suite du travail. Si cette tension est supérieure ou égale à 50 volts, le travail sera reporté et Enedis averti ; si cette tension est inférieure à 50 volts, le travail peut avoir lieu.
Pour les autres cas, le niveau d'habilitation est précisé au chapitre suivant.

3. CONDITIONS RELATIVES AU PERSONNEL

Les personnels sont formés au risque électrique, habilités a minima H0-B0.
Ils disposent d'un ordre de travail et de la présente IPS.
Le surveillant de sécurité électrique nécessaire pour les interventions réalisées à moins de 1 m du réseau BT nu mais à plus de 30 cm et à moins de 2 m du réseau HTA nu mais à plus de 60 cm est habilité d'indice 0 pour les travaux d'ordre non électrique et d'indice 2 pour les opérations d'ordre électrique, soit B0, B2 ou H0V, H2V.
Les personnels sont a minima habilités H0V pour travailler à moins de 2 m du réseau HTA nu.
Pour des opérations d'ordre électrique, les opérateurs sont habilités a minima B1V (par exemple mesurage de grandeurs électriques tel que décrit au chapitre 2) et/ou H1 et/ou H1V.

4. CONDITIONS RELATIVES AU MATERIEL ET A L'OUTILLAGE

Le matériel et l'outillage sont adaptés aux opérations à réaliser et permettent de maintenir les distances de sécurité vis-à-vis des ouvrages en exploitation.

5. MESURES de PREVENTION à APPLIQUER

Toute anomalie constatée sera répertoriée et communiquée à Enedis chaque semaine, sauf pour les urgences.
En cas d'endommagement du réseau ou pour toute situation affectant la sécurité, Enedis est prévenu immédiatement au 01 76 61 47 01 (dommage aux ouvrages).
Enedis peut diligenter son personnel sur site à des fins de contrôle du respect des présentes prescriptions. A ce titre, il peut demander aux personnels de l'Opérateur ou de son prestataire de produire leur titre d'habilitation et les présentes instructions fournies par l'employeur.
Enedis informe l'Opérateur que les supports en bois ont subi en usine un traitement préventif par imprégnation avec un produit de préservation. Le marquage présent sur chaque support permet d'identifier le type de produit et la méthode d'imprégnation.
Il appartient à l'Opérateur d'en tenir compte et d'informer son personnel et ses prestataires sur les dispositions réglementaires à respecter.

6. PRESCRIPTIONS RELATIVES AUX ACCES AUX OUVRAGES

Pour toute intervention dans l'environnement des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité, l'Opérateur respecte, et fait respecter par ses prestataires, les règles d'accès prévues par le recueil UTE C 18-510-1.
Dans le respect des dispositions de la convention « supports communs » et des prescriptions du présent document, l'Opérateur et ses prestataires peuvent accéder à tout moment aux équipements installés sur les ouvrages du réseau public de distribution d'électricité.
Cet accès permanent est valable pendant toute la durée de la convention « supports communs », mais Enedis peut y mettre fin par lettre recommandée avec accusé de réception en cas de manquement aux dispositions mentionnées dans la convention « supports communs » ou celles du présent document. Dans ce cas, l'Opérateur et ses prestataires devront demander à Enedis par écrit une autorisation préalablement à chaque intervention.
Pour les travaux devant être réalisés hors tension, le chargé de consignation délivre une autorisation matérialisée par une Autorisation de Travail avec Suppression du Risque (ATSR) ou une attestation de consignation (ADC).

Conditions d'information du Chargé d'exploitation :
L'Opérateur ou son prestataire communiquera à Enedis la liste des personnels habilités et susceptibles d'intervenir sur le réseau. L'Opérateur ou son Prestataire communiquera au chargé d'exploitation Enedis le planning prévisionnel, a minima 48H avant le début des travaux, avec le lieu du chantier (adresse et coordonnées géo-référencées), la date, l'heure de début et l'heure de fin.
Ce planning indique, en outre, l'entreprise réalisatrice, le nom du chargé de travaux avec ses coordonnées téléphoniques (GSM).
En cas de modification des plages d'intervention, l'Opérateur ou son prestataire préviendra par téléphone**, y compris en temps réel au 01 81 62 47 01 pour des travaux urgents au sens de la réglementation en vigueur ou au xx xx xx xx xx pour des travaux courants.

7. PRESCRIPTIONS PARTICULIERES DE L'EMPLOYEUR

☑ Cette IPS est en tout point conforme au modèle de la DR xxx d'Enedis IPS-2.6-AER-000.

-Prescriptions complémentaires :

Date et signature de l'IPS
Signé par l'employeur ou son représentant pour application à son personnel (indiquer son nom et celui de l'entreprise [cachet] ou de l'unité)

☐ Enregistré au BEX …… ; le ……... valant conformité, visa …….

Signature du CEDA dans le cadre de la convention « supports communs » …… ;

** téléphone, ou tout autre moyen équivalent défini par le CEDA.

1. DOMAINE d'APPLICATION

La présente IPS s'applique à toute opération sur le réseau aérien BT ou HTA nécessitant l'ascension de support(s) bois au moyen d'échelle(s) ou de grimpettes, à défaut de pouvoir recourir à des équipements assurant une protection collective contre les chutes de hauteur.

Il est rappelé que l'utilisation d'une plateforme élévatrice mobile de personnes ou d'un équipement assurant une protection collective contre les chutes de hauteur sont les moyens d'intervention à privilégier. Si ces moyens ne peuvent pas être mis en œuvre, l'ascension se fait au moyen d'échelles ou de grimpettes.

L'IPS précise les dispositions à respecter pour s'assurer de l'intégrité du support bois avant toute ascension.

Aucun support bois ne peut être ascensionné sans contrôle préalable de son état.

Les opérations suivantes sont interdites :

- l'ascension de supports bois, implantés dans des plots ou massifs hors sol, qui desservent un ouvrage d'alimentation provisoire ;
- l'ascension d'un support bois comportant une RAS au moyen de grimpettes ;
- l'ascension d'un support bois par deux techniciens positionnés sur une même échelle.

La mise à jour de l'IPS résulte de l'augmentation des anomalies affectant les supports en bois traités avec des sels métalliques cuivre-chrome dans la période comprise entre 2006 et 2013.

2. CONDITIONS D'EXECUTION DES OPERATIONS

L'opérateur possède un ordre de travail (ponctuel ou permanent) et porte les équipements de protection individuelle (EPI) selon les prescriptions de son employeur.

Amené à réaliser des travaux temporaires en hauteur, il est équipé des EPI antichute (harnais antichute, système de liaison muni d'un antichute - à rappel automatique ou mobile sur support ou d'un absorbeur).

Il ne peut pas être laissé seul.Comme pour tous les travaux en hauteur, un second opérateur au sol doit pouvoir alerter et engager les secours en tant que de besoin.

L'ascension d'un support bois est obligatoirement précédée par les opérations de contrôle définies au paragraphe 5.

3. CONDITIONS RELATIVES AU PERSONNEL

Chaque opérateur est formé aux travaux en hauteur sur les réseaux BT et/ou HTA et suit, chaque année, un recyclage au sauvetage d'un technicien en difficulté en haut d'un support.

Il est titulaire d'une aptitude médicale aux travaux en hauteur, délivrée par le médecin du travail.

Il est également formé au risque électrique, habilité et recyclé selon les dispositions du Carnet de Prescriptions au Personnel Prévention du Risque Electrique (UTE C18-510-1) dans le domaine de tension de l'ouvrage concerné. Il dispose du titre d'habilitation approprié en regard des opérations électriques qu'il réalise dans le cadre de l'ascension du support considéré.

Chaque opérateur est porteur de la présente IPS.

4. CONDITIONS RELATIVES AU MATERIEL ET A L'OUTILLAGE

Pour s'assurer de l'intégrité du support bois à ascensionner, l'opérateur utilise différents outils tels qu'une massette, un poinçon ou une pointe carrée.

2011

Il peut être amené à compléter le contrôle en utilisant un appareil de type POLUX (ou autre, qualifié par ENEDIS) et à consolider le support bois au pied et en hauteur avec des dispositifs adaptés.

5. MESURES DE PREVENTION A APPLIQUER

a. Contrôle de l'état du support

Avant toute ascension, l'opérateur procède au contrôle préalable de l'état du support. Pour les supports bois, le contrôle, d'abord visuel, du bon état de la partie hors sol du support jusqu'à l'armement et aux isolateurs, **est obligatoirement complété** par les quatre examens suivants :

1. la vérification de la bonne implantation du support par le contrôle de la hauteur de la plaque d'identification par rapport au sol ; cette hauteur Hpl est donnée par la formule : Hpl= 3,5-(Hpoteau/10 +0,5) (en mètres). Par exemple, la plaque doit être à 2 mètres au-dessus du sol pour un poteau d'une longueur de 10 mètres ;
2. la vérification au son selon la procédure suivante :
   - dégager le pied du support de toute végétation,
   - décaisser le pied du support sur une profondeur minimale de 15 à 20 cm,
   - frapper le pied du support par percussion à intervalles réguliers tout autour du support, au moyen d'une massette, depuis la plaque d'identification jusqu'à la partie décaissée sous la ligne de sol.

   Un son mat et sourd est caractéristique d'un support attaqué par la pourriture (défaut majeur) ;
3. la vérification de la consistance du bois au moyen d'un poinçon ou d'une pointe carrée que l'on tente d'enfoncer manuellement dans le bois, en particulier dans les fentes et en biais en dessous et tout autour de la ligne de sol. **Une pénétration facile du poinçon ou de la pointe traduit un défaut majeur** ;
4. la vérification du bridage du support bois, lorsque celui-ci est fixé sur un socle béton, et l'examen de l'état de corrosion des fixations. **Une corrosion en profondeur des fixations constitue un défaut majeur.**

Ce contrôle pourra être complété par l'utilisation d'un appareil de type POLUX (ou autre, qualifié par ENEDIS).

b. Cas particuliers suite au contrôle

i. **Si le support est mal implanté ou jugé en mauvais état après l'examen, son ascension est interdite.** C'est le cas en particulier pour les supports bois lorsque les sons obtenus sont nettement différents entre deux parties du fût ou lorsque le poinçon (ou la pointe carrée) pénètre facilement jusqu'au cœur du support, dans une fente ou sous la ligne de sol ;

ii. **Si le support est très partiellement dégradé, ou s'il y a un doute sur sa solidité, l'opérateur le consolide avant toute ascension en mettant en place un haubaneur GORSE (complet et contrôlé) et en renforçant le pied du support** (par enfoncement de crayons et amarrage de ceux-ci autour du poteau avec des cordes ou du feuillard) ; **l'ascension ne peut alors se faire qu'au moyen d'échelles emboîtables ou de grimpettes pour limiter l'effort exercé sur le support ;**

iii. **Si le support a été fabriqué entre 2006 et 2013 et est imprégné aux sels métalliques**, même si le contrôle visuel et les quatre examens de son état se révèlent bons, **l'ascension est obligatoirement précédée de la pose d'un haubaneur GORSE (complet et contrôlé) et du renforcement du pied. Elle ne peut alors se faire qu'au moyen d'échelles emboîtables ou de grimpettes pour limiter l'effort exercé sur le support.**

Important : l'année de fabrication et le type d'imprégnation sont à identifier sur la plaque du support ;
Ci-dessous le système de marquage de ce type de support bois.

	Plaque d'identification métallique clouée : « EC » = Type d'imprégnation « 2009 » = Année de fabrication (éventuellement deux derniers chiffres) « 11 » = Hauteur du support en mètres « 325 » = Effort nominal du support « France Bois Imprégnés » = Fabricant Types d'imprégnation « sels métalliques » : EC, VC La lettre R désigne un support traité à la créosote ; les supports imprégnés à la créosote ne sont pas concernés par les dispositions énoncées au 3.

Dans le cas où le haubaneur Gorse ne peut pas être mis en place (impossibilité de planter les trois crayons nécessaires à l'amarrage des haubans), on utilise un dispositif dans lequel un ou plusieurs haubans sont remplacés par des jambes de force ou par des fourches à poteau, en s'assurant que leurs pieds ne risquent pas de s'enfoncer ou de glisser.

c. Rappels

- La dépose de conducteurs ou la modification de l'état d'équilibre du support nécessitent une préparation particulière pour déterminer les moyens de consolidation à mettre en œuvre pour la reprise des efforts (utilisation d'un dispositif de reprise de tension mécanique) ;
- L'ascension d'un support haubané pour son maintien lors d'une intervention précédente est interdite sans nouveau contrôle. En cas de doute, le dispositif de haubanage présent est remplacé par un haubaneur GORSE (complet et contrôlé) ;
- Dès lors qu'une difficulté ou un évènement inattendu survient, l'opérateur suspend les opérations en cours et avise immédiatement sa hiérarchie et le chargé d'exploitation qui décideront, le cas échéant, des nouvelles conditions de réalisation des opérations.

6. PRESCRIPTIONS RELATIVES AUX ACCES AUX OUVRAGES

Elles ne sont pas traitées dans la présente IPS.

7. PRESCRIPTIONS PARTICULIERES DE L'EMPLOYEUR

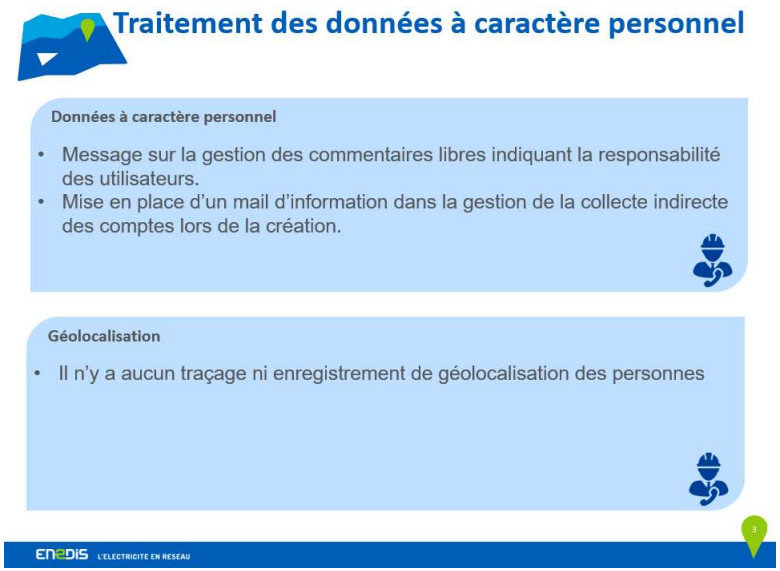
☑ Cette IPS est en tout point conforme au modèle de la DR xxx d'ENEDIS IPS-0.7-GEN-000

-Prescription complémentaires :

Date et signature de l'IPS Signé par l'employeur ou son représentant pour application à son personnel (indiquer son nom et celui de l'entreprise [cachet] ou de l'unité)

☐ Enregistré au BEX …… ; le ……..... valant conformité, visa :

ANNEXE 10 : DESCRIPTIF DE L'OUTIL « E-PLANS MODULE APPUIS COMMUNS »



ANNEXE 11 : CONDITIONS D'OCTROI DE LA DISPENSE DE DT/DICT A L'ENSEMBLE DES EXECUTANTS AU TITRE DES ARTICLES R. 554-21-I-3° ET R. 554-25-1 DU CODE DE L'ENVIRONNEMENT

Conformément aux articles R. 554-21-I-3° et R. 554-25-1 du Code de l'environnement, le Responsable du projet (l'Opérateur ou le Maitre d'ouvrage) et chaque Exécutant, bénéficient d'une dispense de DT et de DICT pour des travaux réalisés sur les appuis du réseau public de distribution (RPD), dont Enedis est l'Exploitant dès lors :

1) Que l'Exploitant Enedis et le Responsable du projet se sont accordés dans le cadre d'une convention, sur les mesures de sécurité applicables aux travaux réalisés à proximité de réseaux électriques aériens, en complément de la convention portant sur l'utilisation des supports communs du RPD.
2) Que chaque Exécutant ait eu connaissance des mesures de sécurité et d'information prévues par cette convention, formalisées par la signature de l'annexe à son marché de travaux dont le modèle figure ci-dessous.

La dispense de DT-DICT ne s'applique pas aux travaux susceptibles d'avoir des impacts sur les réseaux souterrains au sens de l'article R. 554-1 du code de l'environnement, quand bien même seraient-ils réalisés à proximité de réseaux électriques aériens.

En particulier, les travaux d'implantation de supports dans les fuseaux de 3m en BT et 5m en HTA, entendu comme étant la zone d'évolution des travaux, sont exclus de cette convention.

ANNEXE AUX MARCHES DE TRAVAUX
RELATIVES
AUX MESURES DE SECURITE APPLICABLES

L'Exécutant reconnait avoir pris connaissance des dispositions ci-dessous et s'engage à se conformer à ses obligations.

Article 1 - Respect des règles en vigueur et des mesures de sécurité

L'Exécutant [...] intervenant pour le compte de [...] dans le cadre de [...] reconnait avoir pris connaissance de la convention portant sur les mesures de sécurité à respecter pour les travaux à proximité de réseaux électriques aériens signée entre Enedis et XXXXXXX le [...] dite « Convention Appuis Communs » et annexé aux présentes.

Cette convention concerne exclusivement les lignes mixtes. On entend par ligne mixte une ligne composée d'un réseau électrique HTA ou BT en fils nus et d'un câble de télécommunications fixé entre deux supports communs, et composée de supports intermédiaires restant de la responsabilité de l'Opérateur/Maitre d'ouvrage, située entre deux supports communs d'une même portée électrique.

L'Exécutant s'engage à respecter, et à faire respecter par les entreprises intervenant pour son compte pour effectuer des travaux à proximité des réseaux électriques aériens : les instructions de sécurité suivantes :

- **l'Instruction Permanente de Sécurité IPS-2.6 « Interventions sur les appuis communs »** de la Direction régionale Enedis concernée, ci-annexée, à signer par l'Exécutant et les entreprises intervenant pour son compte ;
- **l'Instruction Permanente de Sécurité IPS 0.7.GEN-000 « Contrôle d'un support bois avant ascension »** de la Direction régionale Enedis concernée, ci-annexée, à signer par l'Exécutant et les entreprises intervenant pour son compte ;
- **Les Modalités techniques d'utilisation des supports communs de réseaux publics de distribution d'électricité basse tension (BT) et haute tension (HTA) pour**

l'établissement et l'exploitation d'un réseau de communications électroniques accessibles sur le site internet d'Enedis : https://www.enedis.fr/deployer-le-tres-haut-debit;

- **Le Guide pratique pour la réalisation d'études mécaniques permettant la pose de réseaux de communications électronique sur le réseau public de distribution de l'électricité V2** », accessible sur le site internet d'Enedis : https://www.enedis.fr/deployer-le-tres-haut-debit.

L'Exécutant prend acte qu'il bénéficie dans le cadre de l'article R 554-21-I-3° et de la convention précitée, et dans le respect des mesures de sécurité ci-dessus, d'une dispense de DICT.

Pour la réalisation de travaux à proximité du réseau public de distribution d'électricité, l'Exécutant s'engage à respecter les mesures de sécurité et d'information, et à les faire respecter par les entreprises intervenant pour son compte en les portant à leur connaissance de façon formalisée, par la reproduction à l'identique de la présente dans leur propre marché de travaux.

Il appartient à l'Exécutant de s'assurer que ses sous-traitants respectent les obligations telles que définies par la présente annexe, les articles R.4534-107 à R.4534-130 du Code du travail, les dispositions du recueil C 18-510-1 résultant de la « Convention Appuis communs », ainsi que les dispositions du code du travail relatives aux travaux en hauteur.

La dispense de DT et de DICT n'exonère pas de l'application des autres dispositions de la règlementation relative aux travaux à proximité des réseaux, et notamment du respect du fascicule 2 « guide technique des travaux » en vigueur, dont la version 3 a été approuvée par l'arrêté du 26 octobre 2018 du Code de l'environnement et est disponible sur le site du Guichet Unique.

Article 2- Information de l'Exploitant du réseau

Conformément aux dispositions de l'article R. 554-21-I-3° du Code de l'environnement, et tant que ces dispositions sont en vigueur, l'Exécutant informe l'Exploitant de la date et du lieu de l'intervention avant le démarrage des travaux selon les modalités définies ci-après.

L'Exécutant communiquera au chargé d'exploitation Enedis du service local de distribution le planning prévisionnel, a minima 48h avant le début des travaux, avec le lieu du chantier (adresse et coordonnées geo-référencées), la date, l'heure de début et l'heure de fin. Ce planning indique, en outre, le nom de l'entreprise réalisatrice, le nom du chargé de travaux avec ses coordonnées téléphoniques (portable).

En cas de modification de ces plages d'intervention l'Exécutant préviendra par téléphone, y compris en temps réel au 01 81 62 47 01, pour des travaux urgents au sens de la réglementation en vigueur ou à l'agence locale de I'Exploitant dont le numéro figure sur le Guichet Unique pour des travaux courants.

Article 3 Obligations de l'Exécutant

Toute opération doit faire l'objet d'une préparation et, a minima, d'une analyse sur place par l'Exécutant, au sens de l'article R 4512-2 du Code du travail.

L'Exécutant veille, conformément aux dispositions de l'article R. 554-29 du Code de l'environnement, à la conservation et à la continuité de service des ouvrages électriques, ainsi qu'à la sauvegarde de la sécurité des personnes et des biens et la protection de l'environnement.
Il est tenu de respecter les prescriptions techniques fixées par le guide technique relatif aux travaux à proximité des réseaux en vigueur, (fascicule 2, dont la version 3 a été approuvée par l'arrêté du 26

octobre 2018) du Code de l'environnement, et de les appliquer lors de la conception et de la réalisation des projets et lors de l'exécution des Travaux.

Le personnel amené à intervenir doit obligatoirement être habilité a minima H0 B0 et ne jamais pénétrer la distance minimale d'approche (ci-après « DMA ») de 0,30 m en réseau basse tension nu et de 0,60 m en haute tension A. Les critères de repérage des réseaux BT et HTA sont mentionnés dans le guide pratique des travaux (fascicule 2). Ces travaux sont interdits à une personne intervenant seule.
Un surveillant de sécurité électrique doit nécessairement être présent lors d'interventions réalisées à moins d'1m du réseau BT nu et de 2m du réseau HTA nu. Il doit être habilité d'indice 0 pour ces travaux d'ordre non électrique conformément aux dispositions de la norme NF C 18-510-1.
Si la distance minimale d'approche (DMA) n'est pas respectée, le chantier doit être stoppé et une demande de consignation ou de protection de chantier dans le cas de réseau BT (basse tension) doit être adressée à Enedis.

En cas de risque d'interférence (le terme « interférence de chantier» s'entend conformément aux dispositions du code du travail) entre un chantier du Responsable du projet et un chantier de l'Exploitation Enedis, constaté localement, la priorité sera donnée à l'Exploitant Enedis. L'Exécution du chantier devra ainsi être interrompue et/ou reportée. Le Responsable du Projet se charge d'en avertir chacun des Exécutants intervenant sur le chantier.

Fait à [...] en double exemplaire, le [...]

L'entreprise « donneur d'ordre »	L'entreprise « réalisatrice des travaux »
Nom Prénom Société	Nom, Prénom Société

Pièce jointe : Convention portant sur les mesures de sécurité à respecter pour les travaux à proximité des réseaux électriques aériens, dite « Convention Appuis Communs » signée entre Enedis et XXXXXXXX le ...

TRAVAUX DE LA COMMISSION ECLAIRAGE PUBLIC - SIGNALISATION LUMINEUSE
13 septembre 2024

PROGRAMME 2024 : TRANCHE 6
Affaires inférieures à 40 k€ HT

PROGRAMME TRAVAUX	COMMUNE	LOCALISATION	PROJET	MONTANT TTC
EXTENSION / RENOUVELLEMENT (EP)	BOURGUEBUS	BOURGUEBUS	REMPLACEMENT 04.017 PRISE GUIRLANDE HORS-SERVICE	221 €
	DEMOUVILLE	DEMOUVILLE	REMPLACEMENT FOYER 08-006 HORS-SERVICE	303 €
	COURSEULLES-SUR-MER	COURSEULLES-SUR-MER	DEPLACEMENT DU FOYER 07-003	369 €
	SAINT-PIERRE-EN-AUGE	BOISSEY	REMPLACEMENT CHARNIÈRES ET SERRURE ARMOIRE 04	372 €
	OUISTREHAM	OUISTREHAM	DÉPOSE DÉFINITIF DES LAMPADAIRES 18.054-055	377 €
	VERSON	VERSON	RENOUVELLEMENT FOYER 03-32 CONSTATE HORS SERVICE ET RENOUVELLEMENT HORLOGE ARMOIRE 24	478 €
	NOUES DE SIENNE	COURSON	RENOUVELLEMENT PROJECTEUR 01-21 HORS SERVICE	487 €
	FALAISE	FALAISE	REMPLACEMENT FOYER 10-018 HORS-SERVICE	566 €
	DEMOUVILLE	DEMOUVILLE	RENOUVELLEMENT DES FOYERS 17.011-019 HORS-SERVICE	599 €
	BRETTEVILLE-LE-RABET	BRETTEVILLE-LE-RABET	RENOUVELLEMENT DES PRISES GUIRLANDES 02-34/31 ET 01-46	651 €
	GIBERVILLE	GIBERVILLE	DÉPLACEMENT DU CANDÉLABRE 07.024	669 €
	LAIZE-CLINCHAMPS	LAIZE-LA-VILLE	RENOUVELLEMENT DU FOYER 08-013 MIS HORS SERVICE	671 €
	COLLEVILLE-MONTGOMERY	COLLEVILLE-MONTGOMERY	REMPLACEMENT PROJECTEUR 01,007 HORS-SERVICE	760 €
	TROUVILLE-SUR-MER	TROUVILLE-SUR-MER	REMPLACEMENT HORLOGE ARMOIRE 13	763 €
	TROARN	TROARN	REMPLACEMENT MAT ACCIDENTÉ 20,013 HS - 100% PROVISOIRE - MAT VESTA S - 4 M - ALU BROSSE -	767 €
	SAINT-SYLVAIN	SAINT-SYLVAIN	RENOUVELLEMENT DU PROJECTEUR 02-48 HORS SERVICE	816 €
	BIEVILLE-BEUVILLE	BIEVILLE-BEUVILLE	RENOUVELLEMENT DU PROJECTEUR 07.053 HORS-SERVICE	832 €
	BANVILLE	BANVILLE	RENOUVELLEMENT DU FOYER 09-024 VÉTUSTE	839 €
	HOULGATE	HOULGATE	RENOUVELLEMENT DU CANDELABRE 25-015 ACCIDENTE	839 €
	OUISTREHAM	OUISTREHAM	REMPLACEMENT BORNE 48,074 ENDOMMAGÉE - SPEREDENN 8 LEDS - 500MA - 2200K - ASYM - RAL 8019,	863 €
	SAINT-MANVIEU-NORREY	SAINT-MANVIEU-NORREY	RENOUVELLEMENT FOYER 13-03 CONSTATE PLEIN D'EAU, DEPOSE ET REMPLACE EN PROVISOIRE	864 €
	DEMOUVILLE	DEMOUVILLE	REMPLACEMENT MAT 08-005 ENDOMMAGÉ	868 €
	VALORBIQUET	SAINT-CYR-DU-RONCERAY	INSTALLATION DE 4 PRISES GUIRLANDES	884 €
	ANISY	ANISY	RENOUVELLEMENT DU FOYER 01-003 HORS SERVICE	901 €
	TOURGEVILLE	TOURGEVILLE	MODIFICATION DE CÂBLAGE SUR LES ARMOIRE 05 ET 06	908 €
	BRETTEVILLE-SUR-LAIZE	BRETTEVILLE-SUR-LAIZE	RENOUVELLEMENT DU FOYER 98-004 HORS SERVICE	919 €
	FALAISE	FALAISE	REMPLACEMENT FOYER 11.002 HORS-SERVICE	930 €
	SAINT-ANDRE-SUR-ORNE	SAINT-ANDRE-SUR-ORNE	RENOUVELLEMENT FOYER 11-10 HORS-SERVICE	937 €
	NOUES DE SIENNE	COURSON	RENOUVELLEMENT FOYER 01-31 ENDOMMAGE	951 €
	CARPIQUET	CARPIQUET	RENOUVELLEMENT MAT 23-17 CONSTATE PENCHE	974 €
	CONDE-SUR-IFS	CONDE-SUR-IFS	DÉPLACEMENT 1 M SUITE CLOTURE LAMPADAIRE 05-013	989 €
	MERVILLE-FRANCEVILLE-PLAGE	MERVILLE-FRANCEVILLE-PLAGE	REMPLACEMENT 16.074 MAT ACCIDENTÉ + PROTECTION MECANIQUE	991 €
	FONTAINE-ÉTOUPEFOUR	FONTAINE-ÉTOUPEFOUR	RENOUVELLEMENT FOYER 02-73 CONSTAE PENDU PAR LE FIL ET REMPLACE EN PROVISOIRE - VENCE 63	998 €
	AMFREVILLE	AMFREVILLE	REMPLACEMENT FOYER 11,004 HORS-SERVICE	1 012 €
	SAINT-VIGOR-LE-GRAND	SAINT-VIGOR-LE-GRAND	DEPOSE DEFINITIF DES LAMPADAIRES 17-001 A 17-014	1 031 €
	ÉVRECY	ÉVRECY	RENOUVELLEMENT LANTERNE 01-60 HORS SERVICE	1 066 €
	GRENTHEVILLE	GRENTHEVILLE	REMPLACEMENT MAT 02,026 HORS-SERVICE	1 078 €
	MATHIEU	MATHIEU	REMPLACEMENT MAT + LANTERNE + MASSIF 16.035 HORS-SERVICE - 100%	1 096 €
	VALAMBRAY	BILLY	REMPLACEMENT FOYER 05.012 HORS-SERVICE	1 125 €
	SAINT-GERMAIN-LA-BLANCHE-HERBE	SAINT-GERMAIN-LA-BLANCHE-HERBE	RENOUVELLEMENT FOYER 07-33 HORS-SERVICE	1 152 €
	VALDALLIERE	CHENEDOLLE	RENOUVELLEMENT DES PRISES GUIRLANDE ENTRE 01-001 ET 02, 01-006+POSE SUR 01-004/003	1 221 €
	BAYEUX	BAYEUX	DEPOSE ECLAIRAGE PUBLIC SUR L'EMPRISE DU SEROC	1 306 €
	ARROMANCHES-LES-BAINS	ARROMANCHES-LES-BAINS	RENOUVELLEMENT DU FOYER 12-019 HORS SERVICE	1 328 €
	SAINT-AUBIN-SUR-MER	SAINT-AUBIN-SUR-MER	RENOUVELLEMENT DU FOYER 16,015 HORS SERVICE	1 328 €
	DIVES-SUR-MER	DIVES-SUR-MER	REMPLACEMENT MAT 18,015 ENDOMMAGÉ	1 347 €
	TOURGEVILLE	TOURGEVILLE	RENOUVELLEMENT DU CANDELABRE 04-019 ACCIDENTE	1 361 €
	BENERVILLE-SUR-MER	BENERVILLE-SUR-MER	DÉPLACEMENT DU LAMPADAIRE 05.010	1 377 €
	ANISY	ANISY	RENOUVELLEMENT DU FOYER 04-028 HORS SERVICE	1 397 €
	SAINT-MANVIEU-NORREY	SAINT-MANVIEU-NORREY	RENOUVELLEMENT MAT 09-28 CONSTATE ABIME ET PENCHE	1 428 €
	FALAISE	FALAISE	DÉPOSE DES ENSEMBLES 06-061 À 06-095	1 437 €
	BARON-SUR-ODON	BARON-SUR-ODON	RENOUVELLEMENT MAT 11-904	1 462 €
	VALAMBRAY	AIRAN	SUPPRESION ECLAIRAGE SPORTIF	1 494 €
	VERSON	VERSON	RENOVATION MAT 09-110 MIS HORS-SERVICE	1 511 €
	ROTS	ROTS	RENOUVELLEMENT FOYER 08-27 HORS SERVICE	1 528 €
	HEULAND	HEULAND	RENOUVELLEMENT 1 MAT ET 1 LUMINAIRE DANS LE CADRE DE LA PRISE EN CHARGE	1 537 €
	BIEVILLE-BEUVILLE	BIEVILLE-BEUVILLE	REMPLACEMENT MAT 25-021 HORS-SERVICE	1 537 €
	RANVILLE	RANVILLE	REMPLACEMENTS FOYERS 06.038 ET 06.039 HORS-SERVICE	1 589 €
	MATHIEU	MATHIEU	RENOUVELLEMENT DU CÂBLE SOUTERRAIN AU KIOSQUE ENTRE 06.0139 ET 06.078	1 628 €
	VARAVILLE	VARAVILLE	REMPLACEMENT 09,031 FOYERS HORS-SERVICE	1 645 €
	OUEZY	OUEZY	RENOUVELLEMENT FOYER 05.006 ACCIDENTÉ	1 712 €
	OUISTREHAM	OUISTREHAM	REMPLACEMENTS 2 LUMINAIRES 14.014 ET 15.026 HORS-SERVICE	1 845 €
	MOULT-CHICHEBOVILLE	MOULT	REMPLACEMENT FOYER 03-043 HORS-SERVICE	1 851 €
	LAIZE-CLINCHAMPS	LAIZE-LA-VILLE	RENOUVELLEMENT MAT 06-33/34 ACCIDENT	1 862 €
	BRETTEVILLE-SUR-ODON	BRETTEVILLE-SUR-ODON	DEPLACEMENT FOYERS RUE WOODBURY	1 903 €
	DOUVRES-LA-DELIVRANDE	DOUVRES-LA-DELIVRANDE	RENOUVELLEMENT DES FOYERS 10,005 ET 27,031 HORS SERVICE	1 908 €
	BONNEVILLE-LA-LOUVET	BONNEVILLE-LA-LOUVET	ECLAIRAGE ZONE D'ACTIVITE DES ISLES	1 929 €
	FLEURY-SUR-ORNE	FLEURY-SUR-ORNE	REMPLACEMENT DES FOYERS 02.097-98 HORS-SERVICE	1 946 €
	SAINT-GERMAIN-LE-VASSON	SAINT-GERMAIN-LE-VASSON	RENOUVELLEMENT DE PRISE GUIRLANDE ET POSE DE PRISE GUIRLANDE	1 950 €
	GRANDCAMP-MAISY	GRANDCAMP-MAISY	RENOUVELLEMENT DU LAMPADAIRE 12,011 HORS SERVICE	1 994 €
	COQUAINVILLIERS	COQUAINVILLIERS	REMPLACEMENT FOYER 06.005-06.006-06.011 HORS-SERVICE	2 060 €
	AUBIGNY	AUBIGNY	RENOUVELLEMENT MAT 01-40	2 065 €

PROGRAMME TRAVAUX	COMMUNE	LOCALISATION	PROJET	MONTANT TTC
	SAINT-PHILBERT-DES-CHAMPS	SAINT-PHILBERT-DES-CHAMPS	EXTENSION D'UN LAMPADAIRE ROUTE DE NOROLLES	2 070 €
	TROUVILLE-SUR-MER	TROUVILLE-SUR-MER	EXTENSION D'UN CANDÉLABRE	2 143 €
	MOULT-CHICHEBOVILLE	MOULT	REMPLACEMENT MAT + FOYER 16.006 HORS-SERVICE	2 170 €
	FLEURY-SUR-ORNE	FLEURY-SUR-ORNE	REALIMENTATION DU LAMPADAIRE 01-51 CONSTATEE INEXISTANTE SUITE DEPANNAGE	2 268 €
	FALAISE	FALAISE	REMPLACEMENT MAT ET LANTERNE19-001 HORS-SERVICE	2 324 €
	ROSEL	ROSEL	DÉPLACEMENT DE L'ARMOIRE 05 ET DU CANDÉLABRE 05.047	2 355 €
	TROARN	TROARN	DEPLACEMENT D'UN CANDELABRE RUE DE CABOURG	2 471 €
	VIERVILLE-SUR-MER	VIERVILLE-SUR-MER	RENOUVELLEMENT DES FOYERS 02-028/029	2 494 €
	SOULEUVRE-EN-BOCAGE	LE BENY-BOCAGE	DEPOSE DES FOYERS 02-051/052/053 SUITE DEMOLITION MURET	2 543 €
	OUISTREHAM	OUISTREHAM	REMPLACEMENT 46,014 MAT + FOYER + CROSSE + BOITIER TEGIS HORS-SERVICE	2 546 €
	ARGENCES	ARGENCES	REMPLACEMENT MAT + FOYER 08-072 HORS-SERVICE	2 628 €
	VAL D'ARRY	LE LOCHEUR	POSE LAMPADAIRE PHOTOVOLTAIQUE ABRIS BUS	2 739 €
	VAL D'ARRY	NOYERS-BOCAGE	POSE LAMPADAIRE PHOTOVOLTAIQUE ABRI BUS	2 739 €
	PETIVILLE	PETIVILLE	REMPLACEMENT MAT + FOYER 05.001 ACCIDENTÉ	2 779 €
	ROTS	ROTS	RENOUVELLEMENT MAT , CROSSE ET FOYER 08-16 ACCIDENTES LE 21/02/24 - PETITJEAN 6M RAL 9005	2 802 €
	VALDALLIERE	CHENEDOLLE	EXTENSION DE RESEAU	3 017 €
	MÉZIDON VALLÉE D'AUGE	LECAUDE	DÉPLACEMENT DU CANDÉLABRE 01.001 ET RENOUVELLEMENT	3 306 €
	BRETTEVILLE-SUR-ODON	BRETTEVILLE-SUR-ODON	SUPPRESION PRIORITEC	3 755 €
	LE TRONQUAY	LE TRONQUAY	ECLAIRAGE PARKING GROUPE SCOLAIRE (FOURNITURE ET POSE ARMOIRE DE COMMANDE)	4 356 €
	ÉTERVILLE	ÉTERVILLE	RENOUVELLEMENT PROJECTEURS PARKING MAIRIE	4 697 €
	OUISTREHAM	OUISTREHAM	RENOUVELLEMENT DES FOYERS SUR LA DIGUES	4 809 €
	COLLEVILLE-MONTGOMERY	COLLEVILLE-MONTGOMERY	RENOUVELLEMENT EN LEDS ZI COLLEVILLE MONTGOMERY (ARMOIRE 12)	4 983 €
	CAHAGNES	CAHAGNES	DEPOSE, REPARATION ET REPOSE PMV 06-E002 SUITE TEMPETE	5 899 €
	VALDALLIERE	VIESSOIX	EXTENSION DE 2 LAMPADAIRES ET DÉPLACEMENT DU 01/022	6 498 €
	COLOMBIERS-SUR-SEULLES	COLOMBIERS-SUR-SEULLES	EXTENSION ECLAIRAGE	7 469 €
	MOULINS EN BESSIN	MARTRAGNY	ECLAIRAGE DU PARKING SALLE DES FÊTES-TRAVAUX SUPPLÉMENTAIRES	7 626 €
	MONTS-EN-BESSIN	MONTS-EN-BESSIN	EXTENSION DE DEUX CANDÉLABRES	9 064 €
	BAYEUX	BAYEUX	RENOUVELLEMENT CABLE EP SOUTERRAIN ARMOIRE 05	9 101 €
	PORT-EN-BESSIN-HUPPAIN	PORT-EN-BESSIN-HUPPAIN	DEPLACEMENT ET RENOUVELLEMENT DE L'ARMOIRE 11	12 910 €
	HERMANVILLE-SUR-MER	HERMANVILLE-SUR-MER	REMPLACEMENTS DE 27 LUMINAIRES HORS-SERVICE	13 178 €
	AUTHIE	AUTHIE	MISE EN PLACE MATS SOLAIRE ZA AUTHIE	13 256 €
	BENOUVILLE	BENOUVILLE	RENOUVELLEMENT LUMINAIRE ROND-POINT DU COMMANDANT KIEFFER - CRÉATION DEPART DE L'ARMOIRE 18	15 241 €
	ÉTERVILLE	ÉTERVILLE	EXTENSION DES CANDELABRES PLACE DE LA FERME	15 907 €
	ÉTERVILLE	ÉTERVILLE	RENOUVELLEMENT ZI ETERVILLE / DECROISSEMENT DU RESEAU ROUTE DE MALTOT	18 185 €
	SAINT-LAURENT-DE-CONDEL	SAINT-LAURENT-DE-CONDEL	6 LAMPADAIRES ENTREE VILLE	22 676 €
	VACOGNES-NEUILLY	VACOGNES-NEUILLY	EXTENSION ECLAIRAGE ARMOIRES 01 ET 04	22 779 €
	SAINT-CONTEST	SAINT-CONTEST	RENOUVELLEMENT EN LEDS ZI ST CONTEST (ARMOIRE 14,15)	25 753 €
	DOUVRES-LA-DELIVRANDE	DOUVRES-LA-DELIVRANDE	GENIE CIVIL ECLAIRAGE TERRAIN DE FOOT ANNEXE ET PISTE D'ATHELTISME	34 697 €
	BERNIERES-D'AILLY	BERNIERES-D'AILLY	EXTENSION DU RESEAUX ECLAIRAGE PUBLIC	36 378 €
FONDS VERT (FV)	SAINTE-MARGUERITE-D'ELLE	SAINTE-MARGUERITE-D'ELLE	RENOUVELLEMENT DES FOYERS 06-001 A 005 FOND VERT	1 735 €
	ABLON	ABLON	PROGRAMME FOND VERT 2024	3 876 €
	SAINT-SYLVAIN	SAINT-SYLVAIN	PROGRAMME FOND VERT 2024	22 549 €
Renouvellement plus de 30 ans (R30)	LES MONTS D'AUNAY	BAUQUAY	RENOUVELLEMENT DU FOYER 01-025 PLUS DE 30 ANS	358 €
	LES MONTS D'AUNAY	ROUCAMPS	RENOUVELLEMENT DES FOYERS 01-001/002/003 PLUS DE 30 ANS	1 031 €
	MAY-SUR-ORNE	MAY-SUR-ORNE	RENOUVELLEMENT FOYERS 08-010 et 011 HORS SERVICE	1 312 €
	LES MONTS D'AUNAY	CAMPANDRE-VALCONGRAIN	RENOUVELLEMENTS DES FOYERS 01-001/002/003/004 PLUS DE 30 ANS	1 374 €
	LES MONTS D'AUNAY	ONDEFONTAINE	RENOUVELLEMENT DES FOYERS 01-001/003/004/005/008 PLUS DE 30 ANS	1 718 €
	LES MONTS D'AUNAY	LE PLESSIS-GRIMOULT	RENOUVELLEMENT DES FOYERS 01-003/015/016/020/027 PLUS DE 30 ANS	1 789 €
	THUE ET MUE	BROUAY	PROGRAMME R30 2024	3 494 €
	THUE ET MUE	SAINTE-CROIX-GRAND-TONNE	PROGRAMME R30 2024	5 389 €
	LE MOLAY-LITTRY	LE MOLAY-LITTRY	PROGRAMME R30 2024	12 345 €
	SAINT-MANVIEU-NORREY	SAINT-MANVIEU-NORREY	PROGRAMME R30 2024	15 389 €
	THUE ET MUE	CHEUX	PROGRAMME R30 2024	18 374 €
	LE FRESNE-CAMILLY	LE FRESNE-CAMILLY	PROGRAMME R30 2024	23 064 €
	VACOGNES-NEUILLY	VACOGNES-NEUILLY	RENOUVELLEMENT DES FOYERS DE 30 ANS	36 058 €
	LES MONTS D'AUNAY	AUNAY-SUR-ODON	RENOUVELLEMENT DES FOYERS PLUS DE 30 ANS	42 092 €
Signalisation lumineuse (SL)	DIVES-SUR-MER	DIVES-SUR-MER	CARREFOUR 96 - REMPLACEMENT DES SIGNAUX PIETONS	7 470 €
	DOUVRES-LA-DELIVRANDE	DOUVRES-LA-DELIVRANDE	RENOUVELLEMENT ET PROGRAMMATION MODULES SONORE + FEU PIETON CARREFOUR 75	3 010 €

Programme Travaux	Nombre de dossiers :	Montant TTC des travaux engagés
EP extension renouvellement	110	425 004 €
Fonds Vert	3	28 159 €
R30 : renouvellement + 30 ans	14	163 786 €
Signalisation lumineuse (SL)	2	10 480 €
Total	**129**	**627 429 €**

LOGO COMMUNE

CONVENTION DE MISE A DISPOSITION DES SUPPORTS D'ECLAIRAGE PUBLIC ET DE L'ALIMENTATION PERMANENTE DU RESEAU D'ECLAIRAGE PUBLIC POUR L'ALIMENTATION DE CAMERAS DE VIDEOSURVEILLANCE

PROJET

Entre les soussignés :

- **Le SDEC ENERGIE, Syndicat Intercommunal d'Energies et d'Equipement du Calvados**, dont le siège est situé esplanade Brillaud de Laujardière - Porte de l'Europe BP 75046 **à** CAEN 14077 CEDEX 5, en qualité d'exploitant du réseau d'éclairage public des collectivités territoriales qui lui ont transférée la compétence éclairage conformément à l'article 3.2 de ses statuts modifiés, approuvés par arrêté préfectoral le 14 mai 2003, représenté par Madame Catherine GOURNEY LECONTE, dûment autorisé par délibération du bureau syndical en date du .....
  Ci-après désigné « **le SDEC ENERGIE** ».

- **[Nom de la commune Gestionnaire des Caméras]**, représentée par [Nom et Prénom], en sa qualité de [Fonction], ci-après dénommée "Le Gestionnaire des Caméras",

Les entités visées ci-dessus étant, au sein des présentes, collectivement **désignées par « les Parties ».**

Table des matières

Article 1 : Objet de la Convention 2
Article 2 : Respect des Normes Électriques 2
Article 3 : Fixation des Caméras sur les Mâts d'Éclairage Public 2
Article 4 : Sécurité des Interventions 3
Article 5 : Préservation des Intérêts Réciproques en Cas de Dysfonctionnement 3
Article 6 : Coût lié à l'adaptation du réseau d'éclairage public 3
Article 7 : Durée de la Convention 4
Article 8 : Modification et Résiliation de la Convention 4
Article 9 : Litiges 4
Article 10 : Dispositions Finales 4
Article 11 : Signature 4
Annexe 5

PROJET

Article 1 : Objet de la Convention

La présente convention a pour objet de définir les modalités techniques et opérationnelles de la mise à disposition des supports d'éclairage public et de l'alimentation électrique permanente du réseau d'éclairage public exploité par le SDEC ENERGIE dans le cadre d'un transfert de compétence au profit des caméras de vidéosurveillance installées et gérées par la collectivité, Gestionnaire des Caméras.

Article 2 : Respect des Normes Électriques

2.1. **Conformité Normative** : Toutes les installations électriques effectuées dans le cadre de cette convention doivent respecter les normes en vigueur, régissant les réseaux d'éclairage public en matière de sécurité électrique.

2.2. **Responsabilité de la Mise en Conformité** : Le Gestionnaire des Caméras est responsable de la conformité des installations de vidéosurveillance avec les normes électriques applicables, y compris celles spécifiques au raccordement au réseau d'éclairage public.

Article 3 : Fixation des Caméras sur les Mâts d'Éclairage Public

3.1. **Utilisation de Fixations Non Agressives** : Les matériels de vidéosurveillance (caméras, antennes, etc.) doivent être fixées sur les mâts d'éclairage public en utilisant des fixations non agressives, telles que des colliers de serrage en plastique ou des supports conçus pour éviter tout dommage aux mâts et ainsi éviter une usure prématurée de ces derniers.

3.2. **Maintenance et Inspection** : Les installations de vidéosurveillance doivent faire l'objet d'une inspection régulière pour s'assurer de leur bonne tenue et de l'absence de dommages aux structures porteuses.

Article 4 : Sécurité des Interventions

4.1. **Consignation et Déconsignation** : Toute intervention sur le réseau d'éclairage public ou les caméras de vidéosurveillance doit être précédée d'une demande formelle de consignation ou déconsignation auprès de l'entreprise exploitante du réseau d'éclairage public. Cette procédure vise à garantir la sécurité des intervenants.

4.2. **Coordination des Interventions** : Les interventions devront être coordonnées entre La Commune, le gestionnaire des caméras, et l'entreprise exploitante du réseau d'éclairage public pour minimiser les risques et les perturbations.

4.3. **Formation des Intervenants** : Seuls les personnels qualifiés et formés aux procédures de consignation et déconsignation seront autorisés à intervenir sur les installations concernées.

Article 5 : Préservation des Intérêts Réciproques en Cas de Dysfonctionnement

5.1. **Préservation des Intérêts Réciproques** : En cas de dysfonctionnement de l'éclairage public entraînant une panne du réseau de vidéosurveillance (comme des coupures électriques, interférences électromagnétiques, etc.), ou en cas de panne du système de vidéosurveillance ayant un impact sur le réseau d'éclairage public, aucune réclamation ne pourra être portée par l'une des parties contre l'autre.

5.2. **Gestion des Incidents** : Les parties s'engagent à collaborer étroitement pour identifier et résoudre rapidement les dysfonctionnements. Chaque partie s'engage à informer l'autre sans délai en cas de problème technique affectant l'un des deux réseaux.

5.3. **Phase travaux Éclairage Public** : Dans le cadre de la phase travaux relative à l'éclairage public, il est stipulé que les ouvrages liés à la vidéosurveillance devront être déposés par le prestataire en charge de l'exploitation de ce système. Ce prestataire aura également la responsabilité d'assurer le stockage sécurisé de ces équipements durant toute la durée des travaux. Une fois le remplacement du matériel d'éclairage effectué, il devra se charger de la repose des dispositifs de vidéosurveillance.

Article 6 : Coût lié à l'adaptation du réseau d'éclairage public

Les travaux sur le réseau d'éclairage public qui permettront l'alimentation en permanent du réseau au pied des candélabres ou poteaux d'éclairage public sont à la charge de la collectivité conformément aux conditions techniques et financières du SDEC ENERGIE.

Une proposition financière sera transmise à la collectivité, l'engagement des travaux est conditionné à une délibération de la commune sur sa participation.

Les travaux relatifs à la mise en œuvre de la vidéosurveillance sont intégralement à la charge de la collectivité et sous sa maîtrise d'ouvrage.

PROJET

Article 7 : Durée de la Convention

La présente convention est conclue pour une durée de 1 an à compter de sa date de signature. Elle pourra être renouvelée par tacite reconduction pour des périodes de 1 an, sauf dénonciation par l'une des parties avec un préavis de 3 mois.

Article 8 : Modification et Résiliation de la Convention

7.1. **Modification** : Toute modification de la présente convention devra faire l'objet d'un avenant signé par les deux parties.

7.2. **Résiliation** : La convention peut être résiliée par l'une ou l'autre des parties moyennant un préavis de 3 mois, notifié par lettre recommandée avec accusé de réception.

Article 9 : Litiges

En cas de litige relatif à l'exécution ou à l'interprétation de la présente convention, les parties s'engagent à rechercher une solution amiable. À défaut, le litige sera porté devant le tribunal compétent.

Article 10 : Dispositions Finales

9.1. **Entrée en Vigueur** : La présente convention entre en vigueur à compter de sa date de signature par les deux parties.

9.2. **Clauses Non Applicables** : Si l'une des clauses de la présente convention est jugée invalide ou inapplicable, les autres dispositions resteront en vigueur.

Article 11 : Signature

La présente convention est dispensée de droit de timbre et des formalités d'enregistrement. Les parties présentes ont signé cette convention en 2 exemplaires originaux.

Pour la commune Fait à Le Le Maire M.	Pour le SDEC ENERGIE Fait à, Le La Présidente Catherine GOURNEY-LECONTE

PROJET

Annexe

Liste des ouvrages éclairage concernés :

	CAMERAS	RELAIS/ANTENNES
Numéros des supports éclairage public équipés		

PROJET