



Vendredi 22 septembre 2023 – 10h00
Espace Marcel RESTOUT du SDEC ÉNERGIE – CAEN

Convocation envoyée et affichée le 15 septembre 2023

ORDRE DU JOUR

I. COMMUNICATIONS DE LA PRESIDENTE	3
1. Approbation du procès-verbal du 7 juillet 2023	3
2. Compte-rendu des décisions de la Présidente	3
3. Marchés Publics	4
4. Transferts de compétences	6
5. Actualités	6
II. TRAVAUX DES COMMISSIONS	13
ADMINISTRATION GENERALE-FINANCES-CARTOGRAPHIE ET USAGES NUMERIQUES	13
6. Valeur faciale des Titres Restaurant 2024	13
7. Présentation du Rapport Social Unique – RSU 2022	13
8. Financement des fonds de concours	14
9. TICFE – Mise en application de la réforme – Commune de May-sur-Orne	15
CONCESSIONS ELECTRICITE ET GAZ	16
10. Modification des zonages de raccordement des installations d'injection de biogaz	16
11. Bilan du rapport de contrôle 2022 – Données 2021 – ENEDIS / EDF	17
DEVELOPPEMENT ECONOMIQUE	18
12. Aides aux extensions pour activités économiques et ouvrages communaux, intercommunaux	18
13. Aides aux extensions pour sites privés	18
TRANSITION ENERGETIQUE	19
14. Zones d'accélération EnR	19
15. Sociétés de projets : production EnR – FIEFFE - SEE YOU SUN - Cœur de Nacre	20
TRAVAUX SUR LES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE	22
16. Programme de raccordement du réseau public d'électricité - 8ème tranche 2023	22
17. Programme de renforcement du réseau public d'électricité – 4ème tranche 2023	22
18. Programme d'effacement coordonné des réseaux – 1ère tranche 2024	23
19. Délégations Temporaires de Maîtrise d'Ouvrage	23
ECLAIRAGE PUBLIC ET SIGNALISATION LUMINEUSE	25
20. Eclairage public et Signalisation Lumineuse – 6ème tranche de Travaux 2023 < 40 k€ HT	25
21. Eclairage public et Signalisation Lumineuse – 6ème Tranche de travaux 2023 ≥ 40 k€ HT	25
22. Etats contradictoires - Approbation des biens d'Eclairage Public	26
23. Convention de partenariat dans le cadre de la mise en œuvre du Programme CEE ACTEE – Appel à projets sous-programme LUM'ACTE	27

QUESTIONS DIVERSES

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



Annexe 1 :	<i>Procès-verbal de la séance du 7 juillet 2023</i>	<i>p 29</i>
Annexe 2 :	<i>Echéancier du 1er semestre 2024</i>	<i>p 46</i>
Annexe 3 :	<i>Synthèse du Rapport Social Unique 2022</i>	<i>p 47</i>
Annexe 4 :	<i>Liste des demandes de financement par fonds de concours</i>	<i>p 50</i>
Annexe 5 :	<i>Rapport de contrôle 2022 – Données 2021 – ENEDIS/EDF</i>	<i>p 52</i>
Annexe 6 :	<i>Demandes d'aides aux extensions – activités éco et ouvrages communaux et interco</i>	<i>p 172</i>
Annexe 7 :	<i>Demandes d'aides aux extensions pour sites privés</i>	<i>p 173</i>
Annexe 8 :	<i>Programme de raccordement du réseau public d'électricité - 8ème tranche 2023</i>	<i>p 174</i>
Annexe 9 :	<i>Programme de renforcement du réseau public d'électricité - 4ème tranche 2023</i>	<i>p 176</i>
Annexe 10 :	<i>Programme d'effacement coordonné des réseaux –1ère tranche 2024</i>	<i>p 177</i>
Annexe 11 :	<i>DTMO – Effacement – Lisieux</i>	<i>p 181</i>
Annexe 12 :	<i>Eclairage public et Signalisation Lumineuse – 6ème tranche de Travaux 2023 < 40 k€ HT</i>	<i>p 188</i>
Annexe 13 :	<i>Convention de partenariat sous-programme LUM'ACTE</i>	<i>p 191</i>

I. COMMUNICATIONS DE LA PRESIDENTE

1. APPROBATION DU PROCES-VERBAL DU 7 JUILLET 2023

→ Annexe 1 p 29.

2. COMPTE-RENDU DES DECISIONS DE LA PRESIDENTE

La Présidente rendra compte des décisions prises, depuis le Bureau Syndical du 7 juillet 2023 en vertu de la délégation du Comité Syndical du 30 mars 2023 :

Objet				Impact financier
Transition Énergétique	Conseil en Energie Partagé	Niveau 1	Adhésion des communes de Aurseulles, Bazenville, Pont-d'Ouille, Saint-Julien-sur-Calonne et Saint-Vaast-sur-Seulles	1 760,00 € 1 920,00 € 2 080,00 € 2 240,00 € 2 400,00 €
		Niveau 2	Adhésion des communes de Aurseulles, Bazenville, Gonnevill-sur-Honfleur, Noues de Sienn, Ranville, Pont-d'Ouille et Saint-Julien-sur-Calonne	4 400,00 € pour chacune des communes
	Aide financière dans le cadre du P.A.C.T.E. - Animation territoriale dans le cadre de l'étude du gisement potentiel des énergies renouvelables du type éolien et solaire à l'échelle de son territoire - Communauté de Communes Vallées de l'Orne et de l'Odon (Abroge et remplace la décision n° 2023-DEC-21)			7 425,00 €
Mobilité durable	Acquisition de 10 cycles électriques - Aides financières - Communauté de Communes Cœur de Nacre		3 000,00 €	
Marchés publics	Maîtrise d'œuvre pour la rénovation énergétique de la salle polyvalente de Vimont		28 000,00 €	
	Fourniture de PC portables et écrans		28 187,94 €	
Finances	Virement de crédits n° 1 - Budget annexe Energies Renouvelables 2023 (du chapitre 022 au chapitre 69)		2 500,00 €	
	Virement de crédits n° 3 - Budget Principal 2023 (du chapitre 4581922 au chapitre 4581821 = 60 000 €, du chapitre 4581922 au chapitre 4581820 = 20 000 € et du chapitre 23 au chapitre 13 = 200 000 €		280 000,00 €	
	Virement de crédits n° 4 - Budget Principal 2023 (du chapitre 775 au chapitre 773)		40 000,00 €	
Direction Générale	Décision de défense des intérêts du SDEC-ENERGIE dans l'instance n° 2301969-3 introduite par ELECTRICITE DE FRANCE (EDF) devant le Tribunal Administratif de Caen (litige marché de fourniture d'électricité 2023)		---	

3. MARCHES PUBLICS

○ Consultation en cours

Objet	Type de procédure
Réalisation d'audits énergétiques de bâtiments publics	Appel d'offres ouvert (CAO du 28 novembre)
Maîtrise d'œuvre pour la rénovation énergétique de la Mairie de Crocy	Procédure adaptée > 25 000 € HT et < 40 000 € HT
Acquisition, exploitation et maintenance d'une solution logicielle de gestion administrative des membres et partenaires du SDEC ÉNERGIE	Procédure adaptée > 40 000 € HT

○ Avenant ne nécessitant pas de délibération

Entreprise	Marché	Objet de l'avenant	Observations
Jard'Intérieur	Entretien des plantes vertes du SDEC ÉNERGIE	Avenant de transfert à Pollen Créations (à la suite du rachat de l'entreprise)	Sans incidence financière

➤ **Avenants marchés de travaux aériens et souterrains sur les réseaux 2022**

Pour répondre aux incitations gouvernementales et à la demande de 5 entreprises attributaires des marchés de travaux et raccordement, confrontées à la flambée des prix des matières premières, le Bureau Syndical, par délibération du 07 juillet 2023, a par avenant n°6, modifié la formule de révision des prix au bénéfice des entreprises qui en ont fait la demande (suppression du terme fixe, prise en compte d'index plus récents et neutralisation du coefficient commercial).

Ces avenants sont entrés en vigueur à compter du 1er août 2023 et prennent fin le 31 décembre 2023. Ils peuvent être reconduits une fois, dans les mêmes conditions, pour la période du 1er janvier au 30 juin 2024, sur demande expresse de l'entreprise au moins 45 jours avant le 1er janvier 2024.

Par ailleurs, une 6^{ème} entreprise (Eiffage), titulaire du marché - Lot 11A : Travaux souterrains (CC Val Es Dunes - CU Caen la Mer Centre et Est) a sollicité le SDEC ÉNERGIE tardivement, le 24 août 2023, pour bénéficier, comme les 5 entreprises précédentes, d'un nouvel avenant qui tienne compte de la flambée des prix des matières premières.

Cette demande sera étudiée par la commission d'appel d'offre (CAO) du 22 septembre 2023. Les conclusions de cette dernière seront exposées en séance au Bureau Syndical pour délibération.

Délibération selon avis de la CAO : il appartiendra éventuellement au Bureau Syndical de se prononcer suivant l'avis de la Commission d'Appel d'offres qui se réunit le 22 septembre 2023 à 9h.

○ Reconductions de marchés :

Marchés / Lots		Titulaire	Durée (en mois)	Prise d'effet	Fin maxi	Recon- duction
Maintenance et exploitation de la plomberie et des installations thermiques & climatiques du SDEC ÉNERGIE		MISSEARD QUINT B	12 mois Reconductible 3 x 12 mois	22/10/2021	21/10/2025	2
Traitement des poteaux béton déposés		Société des Matériaux Caennais	12 mois Reconductible 3 x 12 mois	10/10/2022	09/10/2026	1
Hébergement et maintenance du portail web MAPEO		Créateur d'images	12 mois Reconductible 2 x 12 mois	03/11/2022	02/11/2025	1
Achat de petites fournitures de bureau & papier de reprographie et d'impression - lot 1 : petites fournitures de bureau		LACOSTE DACTYL BURO OFFICE	12 mois Reconductible 3 x 12 mois	02/12/2020	01/12/2024	3
Contrôle de stabilité mécanique des mâts d'éclairage public et potences de signalisation lumineuse	Lot 1 - Calvados Ouest	REI LUX CONTROLES	12 mois Reconductible 3 x 12 mois	10/12/2021	09/12/2025	2
	Lot 2 - Calvados Est					
Contrat d'entretien et de maintenance de l'aquarium	A CAEN L'AQUA	12 mois Tacite reconduction annuelle	23/12/2022	-	-	
Mise à disposition et abonnement à un logiciel de suivi énergétique et patrimonial		MC MA SOLUTIONS	17 mois Reconductible 2 x 12 mois	19/08/2021	30/12/2025	1

○ Sous-traitances 2023 :

Marchés de travaux aériens et souterrains :

Lots	Titulaire	Sous-Traitant	Nature des prestations sous-traitées	Montant HT en €
Lot 8 CC Cœur Côte Fleurie CC du Pays d'Honfleur et Beuzeville	SPIE CITYNETWORKS + RESEAUX ENVIRONNEMENT	TOFFOLUTTI	Travaux de voirie pour l'année 2023	40 000 €
Lot 11a CC Val Es Dunes CU Caen la mer Centre et Est	EIFFAGE ENERGIE SYSTEMES	HTA ENERGY AER	Raccordement HTA/BT - Consignation HTA - Dépose de réseau aérien HTA	2 200 €
		HTA ENERGY OUEST	Raccordement BT/HT	600 €
Lot 12 CC du Pays de Falaise	SORAPEL + SATO	TOPO ETUDES	Réalisation d'études pour l'année 2023	35 000 €

4. TRANSFERTS DE COMPETENCES

➤ Transferts de compétences

Conformément aux dispositions de l'article 5.2 des statuts du SDEC ÉNERGIE, applicables au 1^{er} janvier 2017, il sera proposé au Bureau Syndical de se prononcer sur la demande de transfert de compétence suivante, enregistrée depuis le Bureau Syndical du 7 juillet 2023 :

○ Transferts de la compétence « IRVE »

Collectivité	Date de la délibération
REVIERS	11 juillet 2023

La commune ne possédant d'actif relevant de la compétence « Infrastructures de recharge pour véhicules électriques, hybrides, à hydrogène rechargeables », il sera proposé de fixer la valeur du patrimoine à 0 € à la date de ce transfert.

Délibération : il appartiendra au Bureau Syndical :

- *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, pour la commune de Revers ;*
- *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 », de la commune de Revers s'élève à 0 € ;*
- *de décider de mettre en œuvre ce transfert de compétence, tant sur les aspects patrimoniaux, financiers et techniques et de réviser tous les contrats qui y sont attachés ;*
- *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 prévisionnel du Comité Syndical du 12 octobre 2023

Le prochain Comité Syndical du SDEC ÉNERGIE se réunira le jeudi 12 octobre 2023.

Pour rappel, il aura exceptionnellement lieu de 9h30 à 10h45 dans la Grange aux Dîmes de l'Abbaye d'Ardenne (Saint-Germain-la-Blanche-Herbe).

Son ordre du jour prévisionnel est le suivant :

ACTUALITES DU SYNDICAT		<ul style="list-style-type: none"> - Approbation du procès-verbal du Comité Syndical du 29 juin 2023, - Compte-rendu des décisions de la Présidente, - Etat des adhésions et des transferts de compétences, - Marchés de l'énergie 2024 - Tendances, - Nomination des représentants au Comité Régional de l'Energie de Normandie - Agenda du Comité Syndical.
INTERET COMMUN	FINANCES	<ul style="list-style-type: none"> - Financement des participations des membres aux travaux par fonds de concours, - Passage en catégorie B2 de la commune de May-sur-Orne.
	ELECTRICITE	<ul style="list-style-type: none"> - Présentation du rapport de contrôle ENEDIS - EDF 2022 (données 2021) - Bilan définitif du PPI 2019-2022 - Evolution du financement des opérations de raccordement
	ENR	<ul style="list-style-type: none"> - Projet « parc photovoltaïque de LA FIEFFE »
INTERET SPECIFIQUE	GAZ	<ul style="list-style-type: none"> - Présentation des rapports de contrôle GRDF 2022

Il sera suivi d'une journée dédiée aux perspectives de fin de mandat autour de tables rondes, de 11h à 17h :

- **Table ronde n°1** - Devenir un acteur public majeur dans la production d'énergies renouvelables,
- Pause autour d'un cocktail déjeunatoire,
- **Table ronde n°2** - Réduire l'impact énergétique et environnemental des installations d'éclairage public,
- **Table ronde n°3** - Accompagner les collectivités dans la maîtrise des factures énergétiques des bâtiments.

Le détail de cette journée sera précisé en séance.

○ Achat d'énergies

➤ **Groupement de commande pour la fourniture d'énergies**

Le 4 mai 2023, le SDEC ÉNERGIE a notifié son nouvel accord cadre pour la fourniture d'électricité et de gaz pour la période 2024/2027. Le 15 juin 2023, le premier marché subséquent pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2024 a été attribué aux fournisseurs suivants :

N° et intitulé du lot		Nombre de PDL	Volume estimé	Fournisseur
Lot n° 1	ÉLECTRICITÉ - Points de livraison raccordés en BT avec une puissance ≤ 36 kVA (C5)	12 194	76 698 MWh	Octopus Energy
Lot n° 2	ÉLECTRICITÉ - Points de livraison raccordés en BT avec une puissance > 36 kVA (C4), en HTA à courbe de charge profilée (C3) et à courbe de charge mesurée (C2)	999	112 137 MWh	Total Energies
Lot n° 3	GAZ - Points de comptage et d'estimation	1 785	219 452 MWh	Total Energies

Depuis le début de l'été, la commission d'appel d'offres a été mobilisée chaque semaine pour définir les limites de prix acceptables pour permettre aux services de prendre position sur les marchés et couvrir les besoins de fourniture d'énergies (électricité et gaz) des membres du groupement pour l'année 2024.

En cette fin de mois de septembre, l'ensemble des positions ont été prises pour les deux lots électricité, permettant ainsi de connaître la tendance de l'évolution des prix pour 2024.

Une présentation de l'évolution des prix attendue pour 2024 sera proposée en séance.

Par ailleurs, un dispositif de communication est mis en place pour informer les membres du groupement des modalités de mise en œuvre de ces nouveaux marchés (newsletter durant l'été, réunion de présentation des fournisseurs le 26 octobre, webinaire de présentation, ...).

➤ **Gains ARENH**

L'expertise du SDEC ÉNERGIE a permis d'inscrire dans les marchés de fourniture d'électricité des dispositifs qui permettent d'optimiser les prix au bénéfice des membres. La clause de « swap ARENH » en est l'illustration.

Le SDEC ÉNERGIE a entériné par avenant la valorisation des droits ARENH générés par les consommations d'électricité du lot n°3 du marché subséquent n°2 pour l'année 2023. Il sera proposé aux élus du bureau les modalités de reversement de cette valorisation financière aux membres, au prorata de leur consommation d'énergies éligible à l'ARENH dans le lot considéré.

➤ **Différend avec EDF**

La procédure contentieuse avec le fournisseur EDF qui vise les lots 1 et 4 du marché subséquent n°2, pour l'achat d'énergie dans le cadre du groupement de commandes (au titre de l'année 2022) est aujourd'hui suspendue le temps de la médiation sollicitée par le SDEC ÉNERGIE.

En parallèle de cette médiation, une nouvelle requête a été déposée par EDF le 21 juillet devant le tribunal administratif de CAEN pour ce même marché au titre de l'année 2023.

Depuis, la réunion du 7 juin à PARIS organisée à l'initiative du médiateur national des entreprises, les échanges se sont poursuivis. La médiation est donc toujours en cours.

Si celle-ci échoue, la procédure contentieuse reprendra son cours, sans que puissent être invoqués devant le juge, les échanges intervenus au cours de la médiation.

Un point d'avancement de ce dossier sera présenté en séance.

○ **Modification législative sur le financement des raccordements électriques – Loi APER**

Pour rappel, le raccordement d'un utilisateur aux réseaux publics d'électricité comprend la création d'ouvrages d'extension, d'ouvrages de branchement en basse tension et, le cas échéant, le renforcement des réseaux existants.

L'article 29 de la loi d'accélération de la production des énergies renouvelables (APER) modifie l'article L. 342-11 du code de l'énergie en supprimant, à partir du 10 septembre 2023, la prise en charge par la commune – ou l'EPCI compétent pour la perception des participations d'urbanisme - de la part de contribution correspondant à l'extension située hors du terrain d'assiette de l'opération.

Par ailleurs, le nouvel article L. 341-2-1 du Code de l'Energie précise le niveau de prise en charge par le Turpe d'une partie des coûts de raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

L'article rappelle le principe d'une prise en charge par le Turpe à hauteur de 40 %, ce niveau pouvant être porté à :

- 60 % pour les producteurs d'électricité de sources renouvelables dont les installations d'une puissance inférieure à 500 kW sont raccordées aux réseaux publics de distribution quel que soit le maître d'ouvrage des travaux de raccordement.
- 80 % pour les travaux consistant à remplacer ou à adapter les ouvrages existants, ou à créer des canalisations en parallèle de canalisations existantes pour en éviter le remplacement qui sont rendus nécessaires par les évolutions des besoins de consommateurs raccordés en basse tension pour des puissances inférieures ou égales à 36 kilovoltampères liées à des opérations concourant à l'atteinte des objectifs fixés à l'article L. 100-4 (Il s'agit du raccordement des pompes à chaleur et des IRVE hors domaine public).

Par ailleurs, l'Ordonnance du 23 août procède à une restructuration du chapitre du Code de l'énergie relatif au raccordement aux réseaux publics d'électricité afin d'en améliorer la lisibilité.

A ce titre, elle modifie l'article L342-21 du Code de l'énergie afin de préciser qu'à sa date d'entrée en vigueur (**10 novembre 2023**), la contribution due au titre des extensions de réseau est financée dans son intégralité par le pétitionnaire de l'autorisation d'urbanisme.

Rappelons que la loi APER a supprimé le financement par la Collectivité Compétente en matière d'Urbanisme (CCU) de cette extension à compter du 10 septembre 2023.

Il existe donc à ce jour, une contradiction entre les textes qui régissent le financement des raccordements au réseaux publics d'électricité (Code de l'énergie et Code de l'urbanisme).

Nous attendons très prochainement des éclaircissements de la part du gouvernement pour préciser les modalités définitives de prise en charge financière des raccordements. La loi de ratification de l'ordonnance comportera des dispositions modifiant l'article L332-15 du code de l'urbanisme pour les mettre en cohérence avec les nouvelles dispositions du code de l'énergie

Un point sur ce sujet d'actualité sera proposé au Bureau Syndical (Communication aux élus).

o Commissions Locales d'Energie 2023

Comme convenu lors d'échanges précédents en Bureau Syndical, le SDEC ÉNERGIE organise les prochaines Commissions Locales d'Energie du 6 au 15 novembre 2023 autour de temps forts en lien avec l'actualité énergétique et sur un format rénové (visite de terrains / débats en salle / échanges personnalisés / Cocktail déjeunatoire).

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

9h30	Accueil café
9h30/10h30	Visite d'un site de production photovoltaïque à proximité
A partir de 10h30	Elections (pour les CLE de Cœur Côte Fleurie et Cingal-Suisse Normande) Loi d'accélération des ENR : quels impacts pour les collectivités ?

Temps d'échanges personnalisés entre les élus et les équipes du syndicat et recensement des projets 2024 :

<p>9h30/10h30</p> <p>puis à partir de 12h</p>	<ul style="list-style-type: none"> • <u>Corner « Travaux sur les réseaux »</u> <ul style="list-style-type: none"> ○ Effacement - Aides aux petites communes rurales (APCR), ○ Réforme du financement des raccordements, ○ Résorption des fils nus et effacement des réseaux – Opportunité pour les communes. • <u>Corner « Eclairage public – Signalisation lumineuse »</u> <ul style="list-style-type: none"> ○ Nouveaux marchés 2024, ○ Fiche interlocuteurs SDEC ÉNERGIE et entreprises. • <u>Corner « Mobilité »</u> <ul style="list-style-type: none"> ○ Schéma Directeur des IRVE, ○ Conseils pour la décarbonisation des flottes des collectivités. • <u>Corner « Rénovation des bâtiments publics et énergies renouvelables »</u> <ul style="list-style-type: none"> ○ Rénovation des bâtiments, ○ Projets EnR (photovoltaïque et bois). • <u>Corner « SIG »</u> <ul style="list-style-type: none"> ○ Nouvelles plateforme mapeo-calvados.fr → inscriptions aux formations, ○ Profil Atlas des énergies • <u>Corner « Achats d'énergies »</u>
	<p>Cocktail déjeunatoire</p>

Le planning finalisé sera rappelé en séance (pour rappel, ces CLE sont animées par un ou plusieurs élus du Bureau Syndical et le Directeur Général des Services) :

SECTEUR	CLE	ÉLECTIONS	DATE	VISITE INSTALLATION PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE	SALLE REUNION
BESSIN	ISIGNY-OMAHA INTERCOM CC ISIGNY-OMAHA INTERCOM BAYEUX INTERCOM CC BAYEUX INTERCOM SEULLES, TERRES ET MER	--	Lundi 6 novembre	SAINT VAAST SUR SEULLES Ferme de la Moissonnière	MONTS-EN-BESSIN Salle polyvalente
BOCAGE VIROIS	PRE BOCAGE INTERCOM CC PRE BOCAGE INTERCOM INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	--	Mardi 7 novembre	VILLERS-BOCAGE Pôle santé	VILLERS-BOCAGE Centre Richard-Lenoir
CAEN EST	VAL ES DUNES NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	--	Mercredi 8 novembre	SAINT-GATIEN-DES-BOIS Atelier communal	SAINT-GATIEN-DES-BOIS Salle des fêtes
PAYS D'AUGE NORD	TERRE D'AUGE CC TERRE D'AUGE CŒUR COTE-FLEURIE PAYS DE HONFLEUR ET BEUZEVILLE	CŒUR COTE FLEURIE			
CAEN ET CAEN NORD	CŒUR DE NACRE CC CŒUR DE NACRE CU Caen la mer Communes de la CU Caen la mer, membres du SDEC ÉNERGIE	--	Judi 9 novembre	COLOMBELLES Ferme photovoltaïque	COLOMBELLES Salle Jean Jaurès
LISIEUX	LISIEUX NORMANDIE SIVOM D'ORBEC ET DE LA VESPIERE	--	Vendredi 10 novembre	ORBEC Ferme photovoltaïque	ORBEC Centre culturel
CAEN SUD	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON CINGAL-SUISSE NORMANDE CC VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON ET CINGAL-SUISSE NORMANDE PAYS DE FALAISE CC DU PAYS DE FALAISE	CINGAL-SUISSE NORMANDE	Mercredi 15 novembre	POTIGNY Ecole	POTIGNY Salle du Suvez

○ **Représentation du Syndicat au Comité Régional de l'Energie (CRE) de Normandie**

La loi « Climat et résilience » du 22 août 2021 prévoit la création d'un Comité Régional de l'Energie (CRE) dans chaque région située sur le territoire métropolitain et le décret n°2023-35 du 27 janvier 2023 en précise la composition et les modalités de fonctionnement.

Le comité régional de l'énergie est une instance chargée de favoriser la concertation sur les questions relatives à l'énergie au sein de la région (en particulier la concertation avec les collectivités territoriales).

Chaque comité est, en particulier, chargé de faire une proposition, pour sa région, concernant les objectifs régionaux de développement des énergies renouvelables établis par décret pour le territoire métropolitain continental.

Le comité régional de l'énergie peut également débattre et formuler des avis sur tous les sujets relatifs à l'énergie ayant un impact sur la région.

Sous la co-présidence du président du Conseil régional et du préfet de région, le CRE, composé des 5 collèges suivants, est ainsi limité à 45 membres :

- Collège n° 1 : représentants de l'Etat et de ses établissements publics ;
- Collège n° 2 : représentants de la Région ;
- Collège n° 3 : représentants des Départements, des communes, des établissements publics de coopération intercommunale, des syndicats mixtes et des autorités organisatrices de la distribution publique d'énergie ;
- Collège n° 4 : représentants des entreprises et de l'activité économique du secteur de l'énergie comprenant des représentants de producteurs, des représentants des personnels des entreprises du secteur de l'énergie, de consommateurs, de gestionnaires des réseaux publics de distribution, et des gestionnaires des réseaux publics de transport d'énergie ;
- Collège n° 5 : représentants d'organisations de la société civile actives dans le domaine de l'énergie et du climat et d'associations agréées pour la protection de l'environnement, d'associations de consommateurs particuliers et de personnalités qualifiées.

Les membres du comité sont désignés par arrêté conjoint du Préfet de région et du Président de la Région pour une durée de 6 ans, renouvelable.

Le CRE sera amené à se réunir une à deux fois par an.

Faisant suite au courrier en date du 13 juillet 2023, du Préfet de la région Normandie et du Président de la Région Normandie, il revient au Comité Syndical de désigner Madame la Présidente pour représenter le SDEC ÉNERGIE au sein du collège n°3 du CRE de Normandie et de désigner Monsieur Marc LECERF, 5^{ème} Vice-Président en charge de la Transition Energétique, en tant que représentant suppléant.

Il sera proposé au Bureau Syndical de soumettre cette proposition au Comité Syndical du 12 octobre 2023.

○ **Echéances**

➤ **Fin 2023**

Quelques nouveautés, changements de dates ou reports sont à prendre en compte pour les prochaines échéances, à savoir :

- **La Commission d'Appel d'Offres** du 19 septembre 2023 est reportée au vendredi 22 septembre de 9h à 10h, dans la salle de réunion du 1^{er} étage du SDEC ÉNERGIE.
- **L'inauguration du centre de supervision urbain-implantation de caméras de vidéoprotection de Oustreham** prévue le mardi 20 septembre 2023 à 11h est reportée à une date ultérieure.
- **Les commissions « Travaux sur les réseaux publics d'électricité » et « Eclairage public et signalisation lumineuse »** du 6 octobre seront décentralisées à la Vespière-Friardel, permettant ainsi de participer à l'inauguration des travaux du centre bourg d'Orbec.
- **La commission « Transition Energétique »** initialement programmée le mercredi 4 octobre à 9h30, est décalée au lundi 9 octobre à 14h30, dans la salle du 1^{er} étage.
- **Une réunion d'information relative au marché subséquent n°1/2024 d'achat d'énergies** est organisée le jeudi 26 octobre 2023, à 14h, dans la salle des fêtes de Mondeville.
- **La présentation de la mesure « Rénover les parcs de luminaires d'éclairage public »,** pour laquelle le SDEC ÉNERGIE est lauréat pour 31 communes (Fonds vert), prévue le 21 juillet est reportée au 9 novembre à 14h30, à la mairie d'Evrecy.
- **La commission d'intégration des ouvrages dans l'environnement** aura lieu le mercredi 22 novembre 2023 à 10h, dans l'espace Marcel Restout du SDEC ÉNERGIE.
- **Une visite du GANIL** est proposée le vendredi 8 décembre au matin par Monsieur Abderrahman BOUJRAD (places limitées, participation à confirmer). Elle sera suivie par un déjeuner.

Les autres échéances restent sans changement depuis le Bureau Syndical du 7 juillet dernier. Le planning mis à jour sera remis en séance.

➤ **1er semestre 2024**

Le planning prévisionnel des échéances du 1^{er} semestre 2024, qui sera présenté en séance, est joint en **annexe 2 p 46**.

A noter que **le salon des collectivités 2024**, dans lequel sera incluse l'assemblée générale de l'UAMC, planifié le vendredi 12 avril 2024 (date d'ouverture de la Foire de Pâques), est avancé au vendredi 5 avril 2024.

II. TRAVAUX DES COMMISSIONS

ADMINISTRATION GENERALE-FINANCES-CARTOGRAPHIE ET USAGES NUMERIQUES

M. Philippe LAGALLE, 1^{er} 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 5 septembre 2023 et qui nécessitent délibérations du Bureau et du Comité Syndical.

➤ Ressources Humaines

6. VALEUR FACIALE DES TITRES RESTAURANT 2024

Pour l'année 2023, la valeur faciale du titre restaurant est de 7,20 € (3,96 € à la charge de l'employeur et 3,24 € à la charge de l'agent). Pour mémoire, la dépense prévisionnelle en 2023 est de 101 520 €, pour l'attribution de 14 100 tickets (dépense couverte en partie par les 45 684 € de la part « Agent »).

La commission proposera au Bureau Syndical de porter la valeur faciale à 7,40 € par ticket pour 2024, avec une part employeur de 4,07 € et une part agent de 3,33 €, soit respectivement une répartition de la valeur faciale du titre restaurant de 55 % et 45 %, identique à celle de 2023.

Délibération : *il appartiendra au Bureau Syndical :*

- d'acter l'augmentation proposée à compter du 1^{er} janvier 2024 ;
- de fixer la valeur faciale des tickets restaurants à 7,40 € pour 2024 en maintenant la prise en charge à hauteur de 55 % par l'employeur, soit la somme unitaire de 4,07 € ;
- de dire que la dépense sera imputée à l'article 6478 et la recette à l'article 6479 du 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.

7. PRESENTATION DU RAPPORT SOCIAL UNIQUE – RSU 2022

Depuis le 1^{er} janvier 2021, l'article L231-1 du Code Général de la Fonction Publique (CGFP) instaure pour les collectivités territoriales et établissements publics l'établissement d'un Rapport Social Unique (RSU) annuel, au titre de l'année écoulée. Celui-ci vient remplacer le "Bilan social" qui s'opérait tous les deux ans.

Le RSU se substitue aux différents rapports existants au sein des collectivités, à savoir :

- Le rapport sur l'état de la collectivité (auparavant appelé « bilan social »),
- Le rapport de situation comparée entre les hommes et les femmes institué par la loi n° 2012-347 du 12 mars 2012,
- Le rapport sur l'obligation d'emploi des travailleurs handicapés prévue à l'article L. 323-2 du code du travail.

Selon le décret n°2020-1493 du 30 novembre 2020, « les collectivités territoriales et leurs établissements publics affiliés à un centre de gestion adressent les données dont ils disposent au centre dont ils relèvent au moyen du portail numérique mis à leur disposition par celui-ci. Ce portail est également accessible aux collectivités territoriales et à leurs établissements non affiliés à un centre de gestion ».

Il permet donc au SDEC ÉNERGIE de pouvoir s'appuyer sur un état des lieux des données relatives à ses effectifs afin de définir, dans le cadre d'un dialogue social, une politique RH ambitieuse et adaptée aux enjeux de la collectivité.

Ce diagnostic permet de :

- Partager les données sociales du syndicat,
- Alimenter le dialogue social du syndicat,
- Elaborer ou réviser les lignes directrices de gestion (LDG),
- Être accessible aux différentes instances : Comité Sociale Territorial, Bureau Syndical,
- Être un outil d'aide à la décision en matière de politique générale des ressources humaines.

Le RSU 2022 du syndicat, dont la synthèse est jointe en **annexe 3 p 47**, a ainsi été présenté pour avis consultatif aux membres du Comité Social Territorial (CST) le 12 septembre dernier dans le cadre d'un débat relatif à l'évolution des politiques des ressources humaines. Il fera l'objet d'une diffusion publique via le site internet, dans un délai de 60 jours à compter de cette date.

➤ Finances

8. FINANCEMENT DES 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 22 octobre prochain devra se prononcer sur les 46 nouveaux projets présentés depuis le Comité Syndical du 29 juin 2023 par 33 communes, proposés en **annexe 4 p 50**, pour un montant total de 1 561 081,45 € :

• Montant total des travaux :	3 171 1994,11 € HT
• Montant de la participation communale :	1 582 974,65 €
➤ Montant des fonds de concours :	1 561 081,45 €
➤ Montant du solde de fonctionnement :	21 893,20 €

Il sera proposé au Bureau Syndical de soumettre cette nouvelle liste au Comité Syndical du 12 octobre 2023, qui pourra être mise à jour par la commission Administration générale-Finances-Cartographie et usages numériques du 3 octobre 2023.

9. TICFE – MISE EN APPLICATION DE LA REFORME – COMMUNE DE MAY-SUR-ORNE

➤ Réforme de la taxe d'électricité

L'article 54 de la loi de Finances 2021 en date du 29 décembre 2020 prévoit l'instauration d'un nouveau dispositif de taxation de l'électricité à compter du 1^{er} janvier 2023 avec un regroupement de l'ensemble des taxes sur l'électricité (TCCFE, TDCFE) et un changement de leur mode de perception.

Il supprime donc progressivement les taxes locales en les intégrant progressivement à la Taxe Intérieure sur les Consommations Finales d'Electricité (TICFE).

C'est un guichet unique, depuis le 1^{er} janvier 2022, au sein de la DGFIP, qui gère la taxe rénovée en centralisant la collecte des taxes locales perçues par les fournisseurs d'électricité. Ces derniers collecteront toujours les montants auprès des consommateurs pour le compte des services fiscaux de l'État qui se chargent alors de reverser, aux collectivités concernées, la part communale et départementale de TICFE qui leur revient en fonction de la quantité d'électricité fournie sur le territoire concerné. Cet allègement va permettre désormais aux fournisseurs, de réaliser une seule déclaration trimestrielle nationale, sans prélèvement des frais de gestion.

Cette réforme prend effet pour le SDEC ÉNERGIE au 1^{er} janvier 2023. Le décret n°2022-129 du 4 février 2022 précise la réforme des taxes sur la consommation finale d'électricité et notamment les modalités de reversement de ces taxes.

Jusqu'au 31 décembre 2022, le syndicat perçoit directement le montant de TCCFE sur la base des déclarations trimestrielles des fournisseurs d'électricité. Le syndicat procédait au reversement d'une partie de la TCCFE pour certaines catégories de communes (B1) par délibérations concordantes.

Au 1^{er} janvier 2023, le syndicat perçoit une part communale de la TICFE dont le montant est calculé à partir du produit enregistré dans le Compte Financier Unique de l'année N-1, appliqué d'une majoration de 1 % et de l'évolution de l'indice des prix à la consommation (1.6 %).

Les services de la DDFiP, en charge de la gestion de cette TICFE, assurent le contrôle des montants perçus et le versement mensuel de l'avance de TICFE.

La gestion de la TICFE étant totalement prise en charge par les services de l'Etat, le SDEC ÉNERGIE exprime de fortes inquiétudes sur les points suivants :

- L'absence de l'arrêté préfectoral notifiant les montants de TICFE ;
- Le niveau de qualité des données reçues puis transmises par les services de l'Etat (tableau annexé à l'arrêté préfectoral précisant les montants indicatifs à reverser par commune) ;
- Le niveau d'exigence des missions de contrôle assurées par les services de l'Etat ;
- L'absence de l'ajustement du montant de l'avance mensuelle pour le second semestre 2023.

Pour toutes ces raisons, le SDEC ÉNERGIE est particulièrement attentif à l'évolution de ce dossier et sollicite les services de l'Etat pour obtenir toutes les informations nécessaires au reversement de cette taxe aux communes.

Cette "nationalisation" de la taxation locale sur l'électricité sous couvert de simplification et de sécurisation juridique, notamment à l'égard du droit de l'Union européenne aboutit à ce que soient substituées à ces recettes des parts d'imposition nationale avec un pouvoir revenant exclusivement à l'État, et ce, à compter de 2024.

La FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies) reste, elle aussi, particulièrement en alerte sur le mode de reversement par l'Etat et les modalités de contrôle de cette taxe à partir de 2023.

➤ **Changement de catégorie pour la commune de May-sur-Orne**

Le SDEC ÉNERGIE perçoit directement le produit de la TCCFE puisque la population de May-sur-Orne était inférieure à 2 000 habitants. La commune est classée en catégorie C dite « commune rurale » bénéficiant de taux d'aide financière significative.

Depuis le 1^{er} janvier 2022, la population de May-sur-Orne dépasse le seuil des 2 000 habitants et c'est la commune qui perçoit, de droit, les produits de la TICFE.

Le Conseil municipal de May-sur-Orne a pris une délibération en date du 30 mai 2022 pour autoriser la perception de la totalité du produit de TICFE sans reversement partiel à la commune. La commune est classée en catégorie B2 dite « commune urbaine ».

La commission a émis un avis favorable pour classer la commune de May-sur-Orne en catégorie B2.

Conformément aux guides des contributions et aides financières 2023, le SDEC ÉNERGIE continuera à percevoir la taxe sur l'électricité sans reversement à la commune ; celle-ci bénéficiant d'un régime d'aides financières identiques à celui d'une commune de catégorie C.

Il sera proposé au Bureau Syndical de soumettre cette proposition au Comité Syndical du 12 octobre 2023.

CONCESSIONS ELECTRICITE ET GAZ

M. Rémi BOUGAULT, Vice-Président en charge des concessions électricité et gaz, présentera les travaux de la commission, réunie le 5 septembre 2023 et qui nécessitent délibération du Comité Syndical.

10. MODIFICATION DES ZONAGES DE RACCORDEMENT DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE BIOGAZ

Le chapitre 2.2.3 de la délibération de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) en date du 14 novembre 2019 portant décision sur les mécanismes encadrant l'insertion du biométhane dans les réseaux de gaz, précise la méthodologie de consultation des acteurs locaux qui doit être renouvelée tous les 2 ans.

Dans ce contexte, en sa qualité d'AODE – Autorité Organisatrice de la Distribution d'Energie, le syndicat a été invité à émettre des avis sur les 4 zonages suivants :

➤ **FALAISE/ARGENTAN**

La production de biométhane locale alimente déjà les réseaux de distribution de gaz naturel des villes de Falaise et d'Argentan, grâce à leur maillage. Les quantités produites sont toutefois supérieures aux besoins.

L'augmentation du plafond de compression du rebours situé à Argentan autorisera une valorisation du biométhane excédentaire vers le réseau de Caen, par l'intermédiaire du réseau de transport tout en permettant aux usagers des communes de Falaise et d'Argentan de bénéficier de cette production et aux agriculteurs du secteur de valoriser leurs coproduits d'exploitation.

Cet investissement complémentaire renforcera donc, à terme, la part de biométhane dans la consommation d'énergie finale de l'agglomération caennaise et constituera un investissement de solidarité entre espaces ruraux et urbains ce que le SDEC ÉNERGIE soutient, conformément à sa stratégie 2021-2026.

Le ratio I/V étant conforme aux attentes de la CRE en termes d'investissements.

La commission a émis un avis favorable à cette proposition de révision du zonage et un courrier a été adressé dans ce sens dans le cadre de la consultation susmentionnée.

➤ **VIRE/FLERS**

Les volumes injectés sur le réseau de distribution de la commune de Flers, pour les 2 installations de méthanisation qui y sont raccordées, vont être portés à 330 Nm³/h.

Ils se rapprochent des capacités d'injection de ce réseau (estimées à 392 Nm³/h). En considérant le projet à Saint-Quentin les Chardonnets, qui prévoit une production de biométhane de 120 Nm³/h, les capacités d'injection sur la commune de Flers pourraient devenir insuffisantes.

Le maillage envisagé entre les communes de Flers et de Vire, dont les consommations de gaz sont presque 3 fois plus élevées qu'à Flers, permet ainsi de sécuriser la valorisation du biométhane produit.

La commission a émis un avis favorable à cette proposition de révision du zonage qui vient conforter le maillage entre ces communes et les communes de Flers et de Condé-en-Normandie et un courrier a été adressé dans ce sens dans le cadre de la consultation susmentionnée.

➤ **DEAUVILLE**

Un nouveau tracé a été proposé afin de lier les poches de consommation de Deauville, Trouville-sur-Mer et Honfleur suite au refus du Conseil Départemental relatif aux travaux initialement prévus, le nouveau tracé contourne Cricqueboeuf en passant par Saint-Gatien-des-Bois.

Le nouveau ratio I/V est conforme aux attentes de la CRE. Les investissements pourront être financés en totalité par l'ATRD.

Pour tous ces aspects (ratio I/V < 4700 €/Nm³/h, évitement de zone à risque et simplification des démarches...), la commission est favorable à cette proposition de zonage.

➤ **ISIGNY SUR MER/CARENTAN**

La commission gaz a souhaité attirer l'attention de la CRE sur le fait que la consommation de gaz de la commune d'Isigny-sur-Mer est dépendante d'une seule industrie agroalimentaire, comme cela avait déjà été souligné lors de la précédente consultation.

Les installations de méthanisation raccordées sont donc vulnérables à tout déracordement de cette industrie au réseau de distribution de gaz.

Dans le même temps, le SDEC ÉNERGIE et ses partenaires GRDF, la Chambre d'Agriculture de Normandie et l'Association Biomasse Normandie, dans le cadre du Plan Métha'Normandie, vont expérimenter une animation renforcée sur le Nord-Ouest du Département qui devrait impacter la partie Est de ce zonage.

L'objectif de cette expérimentation est de favoriser l'émergence concomitante de projets et de faciliter ainsi l'établissement de raccordements mutualisés. Cette initiative renforce donc l'intérêt de sécuriser les capacités d'injection à Isigny-sur-Mer.

Dans ce contexte, la commission a émis des réserves sur cette proposition de révision sans maillage sachant que la création d'un maillage entre Carentan et Isigny-sur-Mer respecterait les conditions technico - économiques attendues par la CRE (I/V < 4700 €/Nm³/h) tout en sécurisant l'injection du biométhane dans le réseau de distribution de gaz naturel.

11. BILAN DU RAPPORT DE CONTROLE 2022 – DONNEES 2021 – 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 2022 portait sur les données 2021 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 5 p 52**, sera proposée en séance.

Il sera proposé au Bureau Syndical de présenter ce rapport au Comité Syndical du 12 octobre 2023.

DEVELOPPEMENT ECONOMIQUE

Monsieur Jean-Yves HEURTIN, Vice-Président en charge du développement économique, présentera les travaux de la commission, réunie le 7 septembre 2023 et qui nécessitent délibérations du Bureau Syndical.

12. 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, est jointe en **annexe 6 p 172**.

Délibération : il appartiendra au Bureau Syndical :

- d'autoriser la contribution financière du SDEC ÉNERGIE pour ces 12 projets proposés pour un montant de 354 314,22 € HT pour les extensions du réseau et de 11 040,57 € HT pour le renforcement du réseau, les projets relevant d'activités économiques et d'ouvrages communaux et intercommunaux et ce, dans les conditions définies par les Comités Syndicaux des 1^{er} avril 2021 (barème des extensions de réseaux électriques) et 30 mars 2023 (contributions et aides financières) ;
- de dire que les participations des pétitionnaires ou des collectivités seront imputées à l'article 13182 – Subventions Tiers - du 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.

13. AIDES AUX EXTENSIONS POUR SITES PRIVÉS

La liste des dossiers, susceptibles de bénéficier d'aides aux extensions pour sites privés, est jointe en **annexe 7 p 173**.

Délibération : il appartiendra au Bureau Syndical :

- d'autoriser la contribution financière du SDEC ÉNERGIE pour 5 projets proposés pour un montant respectivement de 54 800,24 € pour les extensions du réseau et de 18 572,12 € pour le renforcement du réseau, les projets relevant de sites privés et ce, dans les conditions définies par les Comités Syndicaux des 1^{er} avril 2021 (barème des extensions de réseaux électriques) et 30 mars 2023 (contributions et aides financières) ;

- de dire que les participations des pétitionnaires et des communes seront imputées à l'article 13182 – Subventions Tiers du 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.

TRANSITION ENERGETIQUE

Monsieur Marc LECERF, Vice-Président en charge de la transition énergétique, présentera les travaux de la commission, réunie le 6 septembre 2023.

14. ZONES D'ACCELERATION ENR

Les zones d'accélération des énergies renouvelables (ZA EnR) est un dispositif de planification territoriale introduit par la loi du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables, dite loi « APER ». Elles doivent permettre de mieux planifier le développement des énergies renouvelables et d'améliorer leur appropriation/acceptabilité dans les territoires.

Les communes doivent définir, après concertation avec leurs administrés, des zones d'accélération, où elles souhaitent prioritairement voir des projets d'énergies renouvelables s'implanter. Ces zones d'accélération peuvent concerner toutes les énergies renouvelables : le photovoltaïque, le solaire thermique, l'éolien, le biogaz, la géothermie, etc... Ces zones d'accélération ne seront pas des zones exclusives : des projets pourront être autorisés en dehors.

Le gouvernement mettra en place des avantages financiers pour les porteurs de projet s'implantant sur ces zones.

Jusqu'à la fin de l'année 2023, les élus locaux sont invités à proposer leurs zones d'accélération. L'objectif est que les communes puissent transmettre leurs remontées à leur Référent Préfectoral avant le 31 décembre 2023. Passée cette échéance, il sera toutefois possible de communiquer des zones d'accélération à l'État, au fil de l'eau en concertation avec le Référent Préfectoral.

Ce dernier présentera les zones d'accélération lors d'une conférence départementale. Il transmettra également la cartographie des zones d'accélération pour avis au Comité Régional de l'Energie (CRE).

L'objectif du SDEC ÉNERGIE est d'accompagner les collectivités dans leur démarche d'identification de leurs zones d'accélération des ENR. Pour cela, il est proposé :

A court terme : de mettre en place une information sur ce nouveau dispositif :

- information auprès des collectivités sur la loi d'accélération des EnR,
- Conférence du 12 octobre 2023 : table ronde sur les énergies renouvelables,
- CLE de novembre : intervention en salle sur les zones d'accélération des EnR et démonstration de l'atlas sur le Corner « SIG »,
- mise à disposition de l'atlas des énergies pour les communes,
- sollicitation de la DREAL pour mise à disposition d'un guide méthodologique.

A moyen terme :

- définition d'un accompagnement des communes et des EPCI, voire d'un accompagnement coordonné SDEC/EPCI à l'attention des communes pour l'élaboration ou la mise à jour des zones d'accélération avec les habitants.

15. SOCIETES DE PROJETS : PRODUCTION ENR – FIEFFE - SEE YOU SUN - CŒUR DE NACRE

➤ **Projet de LA FIEFFE**

Pour rappel, le projet de création d'une centrale de production photovoltaïque sur la commune de Vire Normandie (LA FIEFFE) a subi au cours du second trimestre 2022, une forte dégradation de son modèle économique (TRI en baisse et surcoût des investissements). A la suite de quoi, deux des partenaires (SEM West Energies et la Banque des Territoires) ont fait part de leur volonté de se retirer du projet.

Les membres du Comité Stratégique de LA FIEFFE, réunis le 10 janvier 2023, ont validé, à la majorité absolue, la seule offre reçue de reprise non engageante de la société CVE pour l'acquisition de 100 % des titres de la société du projet solaire photovoltaïque de « LA FIEFFE ».

Le Comité Syndical du SDEC ÉNERGIE du 9 février 2023, après présentation de l'offre de la société CVE, a donné mandat à la Présidente pour finaliser la transaction.

Les négociations en cours n'ont pas permis de réunir l'ensemble des conditions requises pour concrétiser l'offre de reprise de l'entreprise CVE.

Une nouvelle offre est actuellement à l'étude (société SOLARVIA).

Il sera fait un point en séance sur l'avancée de ces nouvelles négociations.

➤ **Expérimentation des « ombrières photovoltaïques » avec SEE YOU SUN**

Pour rappel, par délibération du Bureau Syndical en date du 2 décembre 2022, un protocole d'accord avec la société SEE YOU SUN a été signé, visant une expérimentation pour le développement d'ombrières photovoltaïques implantées sur des parkings publics de communes du calvados.

Ce partenariat s'organise en deux phases distinctes :

- Une première phase permettant :
 - o L'identification et les études technico/économiques d'une grappe de projets photovoltaïques de moyenne puissance ;
 - o Les études préalables à la création d'une SAS dédiée.
- Si les conclusions de la phase 1 sont positives, le Comité Syndical sera amené à se prononcer sur une seconde phase portant sur la création de la société de projets dédiée et à la réalisation/exploitation des projets identifiés en phase 1.

La première phase en cours de réalisation permet la constitution d'une première grappe limitée à 2 projets qu'il est proposé de financer sur fonds propres des partenaires.

Cette première grappe autofinancée doit consolider l'expérimentation (construction du modèle de l'autoconsommation collective).

Les projets concernés sont les suivants :

Commune	Puissance installation	Avis de la commune	Commentaires
VILLERS SUR MER	302 kWc	Favorable	ACCORD de principe de la commune Manifestation d'intérêt spontané (MIS) prête à lancer
FALAISE	163 kWc	Favorable	



Il est proposé de cibler ces 2 projets les plus matures pour poursuivre la mise en œuvre du protocole expérimental et solliciter officiellement les collectivités par l'envoi d'une Manifestation d'Intérêt Spontané (MIS).

Cette manifestation d'intérêt spontané (MIS) a pour objet de solliciter la mise à disposition du foncier public ou privé communal dans le cadre d'une convention d'occupation temporaire de 30 ans.

Elle est portée par le SDEC ÉNERGIE, en lien avec notre partenaire SEE YOU SUN, en anticipation de la future société de projet.

Son contenu est le suivant : présentation du projet global, du partenariat SDEC ÉNERGIE / SEE YOU SUN, du projet d'ombrières sur le site ciblé, de la chronologie du projet, de la proposition technique et financière, dont la redevance d'occupation du domaine public (loyer annuel = montant défini par l'étude de faisabilité).

A réception de cette MIS, chaque collectivité doit lancer un Appel à Manifestation d'Intérêt Concurrent (AMIC) avec une publicité « adaptée ». En l'absence d'autres candidats, la convention d'occupation temporaire de 30 ans entre la future société de projets et la commune pourra être signée (en cas d'autres candidatures, AMI à lancer par la commune).

En ce qui concerne la création de la future société de projet, des échanges sont en cours avec SEE YOU SUN et Energie Partagée Investissement sur les statuts et le pacte d'associés. Le Budget prévisionnel est également en cours d'élaboration. Une fois les documents finalisés, ils feront l'objet d'une relecture juridique avant d'être proposés au Bureau Syndical puis, en cas d'accord, au Comité Syndical pour délibération, afin d'autoriser la création de la société de projets.

A noter que les projets suivants sont également à l'étude :

Commune	Puissance installation	Avis de la commune	Commentaires
LES MONTS D'AUNAY	314 kWc	Favorable	ACCORD de principe de la commune Consolidation de l'étude de faisabilité en cours
DOZULE	260 kWc	Favorable	ACCORD de principe de la commune Consolidation de l'étude de faisabilité en cours

Ils pourront venir alimenter une seconde grappe de projets que la société de projet pourrait porter si le comité valide sa création.

➤ **Projet Cœur de Nacre**

Depuis le dernier trimestre de l'année 2020, le SDEC ÉNERGIE et la communauté de communes Cœur de Nacre travaillent à la création d'une société de projets qui aurait vocation à développer des installations photovoltaïques sur les toitures de bâtiments d'une zone d'activité à créer sur le territoire de la communauté de communes (Douvres-la-Délivrande).

L'objectif recherché est d'expérimenter un projet de production d'énergies renouvelables locales en Auto-consommation collective. Pour encadrer les démarches, le SDEC ÉNERGIE et la Communauté de communes Cœur de Nacre ont signé le 27 juillet 2021 une convention de partenariat, notamment pour le financement des études nécessaires à l'élaboration du projet.

Après étude, le cabinet GB2A a confirmé la faisabilité économique du projet en mai 2022. Les échanges qui ont suivis ont abouti à la volonté commune d'envisager la création d'une société de projets sous la forme d'une SAS et de solliciter une mission d'accompagnement technique et juridique.

Un projet de statut et de pacte d'associés est aujourd'hui en relecture. L'objectif est de faire se prononcer le bureau et délibérer le Comité Syndical en fin d'année 2023.

TRAVAUX SUR LES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE

Monsieur Gérard POULAIN, Vice-Président en charge des travaux sur les réseaux publics d'électricité, présentera les travaux de la commission, réunie le 8 septembre 2023 et qui nécessitent délibérations du Bureau Syndical.

➤ Programmes de travaux – Tranches 2023

16. PROGRAMME DE RACCORDEMENT DU RESEAU PUBLIC D'ELECTRICITE - 8EME TRANCHE 2023

La commission proposera au Bureau Syndical une huitième tranche de travaux 2023, pour le raccordement du réseau public d'électricité concernant 40 projets, pour un montant de 964 527 € HT, dont 43 228 € HT de renforcement nécessaire à 4 projets d'extension et 921 299 € HT consacrés aux extensions proprement dites.

➔ **Annexe 8 p 174** : tranche de travaux.

Délibération : il appartiendra au Bureau Syndical :

- d'adopter la huitième tranche de travaux 2023 de raccordement du réseau public d'électricité proposée (40 projets, pour un montant de 964 527 € HT) ;
- de dire que les dépenses d'investissement seront imputées aux articles 2315 et 4581923 - Travaux Electricité du 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. PROGRAMME DE RENFORCEMENT DU RESEAU PUBLIC D'ELECTRICITE – 4EME TRANCHE 2023

La commission proposera au Bureau Syndical une quatrième tranche de travaux 2023, pour le renforcement du réseau public d'électricité concernant 19 projets, pour un montant de 1 052 815 € HT.

➔ **Annexe 9 p 176** : tranche de travaux.

Délibération : il appartiendra au Bureau Syndical :

- d'adopter la quatrième tranche de travaux 2023 de renforcement du réseau public d'électricité proposée (19 projets, pour un montant de 1 052 815 € HT) ;
- de dire que les travaux correspondants relèvent du Programme Annuel 2023 du 2ème PPI 2023/2026 – Finalité A - présenté au Comité Syndical du 15 décembre 2022 ;
- de dire que les dépenses d'investissement seront imputées à l'article 2315 - Travaux Electricité du Budget Principal ;
- de charger Mme la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer tous les actes et documents s'y rapportant.

➤ Programmes de travaux – Tranches 2024

18. PROGRAMME D'EFFACEMENT COORDONNE DES RESEAUX – 1ERE TRANCHE 2024

La commission proposera au Bureau Syndical une première tranche de travaux 2024, pour l'effacement coordonné des réseaux concernant 62 projets, pour un montant de 11 703 122 € TTC.

➔ **Annexe 10 p 177** : tranche de travaux 1^{ère}

Délibération : il appartiendra au Bureau Syndical :

- d'adopter la première tranche de travaux 2024 d'effacement coordonné des réseaux (62 projets, pour un montant de 11 703 122 € TTC) ;
- de dire que les travaux correspondants relèvent du Programme travaux d'effacement de réseaux 2024 ;
- de dire qu'une partie de ces investissements relève des finalités du second PPI, en cours d'établissement : finalités A Renforcement réseau BT en zone rurale, B Sécurisation BT fils nus en zone rurale, C Sécurisation BT fils nus en zone urbaine et D Enfouissement de réseau BT autre que BT fils nus des communes en zone littorale de vent supérieure à 170 km/h
- de dire que les dépenses concernant les effacements de réseaux seront imputées au budget principal :
 - pour les travaux Electricité – 2315,
 - pour les travaux Eclairage Public – 2317 et dans le cadre d'opérations sous mandat –4581,
 - pour les travaux de Génie Civil – 2315 et dans le cadre d'opérations sous mandat – 4581
- de charger Mme la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer tous les actes et documents s'y rapportant.

19. DELEGATIONS TEMPORAIRES DE MAITRISE D'OUVRAGE

➤ **Travaux réalisés par le SDEC ÉNERGIE sous mandat de la collectivité.**

Le Bureau Syndical sera invité à se prononcer sur la convention de délégation temporaire de maîtrise d'ouvrage suivante, susceptible d'être mise en œuvre pour les travaux d'effacement coordonné des réseaux :

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 - TRANCHE 1	EP	629 842,34 €	79 217,42 €	13 %

Le projet de convention est joint en **annexe 11 p 181**.

Délibération : il appartiendra au Bureau Syndical :

- de décider que le SDEC ÉNERGIE assurera temporairement la maîtrise d’ouvrage de l’enfouissement du réseau d’éclairage public dans le cadre de l’opération d’effacement coordonné des réseaux de la commune de Lisieux (Boulevard Herbet Fournet) ;
- d’adopter la convention correspondante ;
- de dire que la dépense sera imputée à l’article 4581 - Travaux sous mandat Eclairage du Budget Principal, sous réserve du vote du budget par le Comité Syndical ;
- de charger Mme 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.

➤ **Conventions avec les lotisseurs privés pour la desserte intérieure de lotissements privés**

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 portent sur les dossiers suivants :

Commune Localisation	Désignation du projet	MOA délégué	Descriptif des travaux	Coût HT des travaux de desserte
AUTHIE	Saint Louet IV 25 lots	TRIUMVIRAT FINANCES	Pose de 285,80 ml de réseau BT souterrain de 175,90 ml de câble de branchement souterrain	41 180,63 €
CAGNY	Route de Paris 30 lots	SAS LYONES	Création de 109 ml de réseau basse tension pour l'alimentation de deux colonnes montantes	17 825,31 €
VIENNE- EN-BESSIN	Le Clos de Beauvais 21 lots	SAS LCV DEVELOPPEMENT	Pose de 241 ml de réseaux électriques BT souterrains	33 083,34 €

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 92 089,28 € HT ;
- de dire que les contributions des maîtres d’ouvrage délégué prévues à l’article 6 desdites conventions seront imputées à l’article 1318 du 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.

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 8 septembre 2023 et qui nécessitent délibérations du Bureau Syndical.

20. ECLAIRAGE PUBLIC ET SIGNALISATION LUMINEUSE – 6EME TRANCHE DE TRAVAUX 2023 < 40 k€ HT

La commission présentera au Bureau Syndical la liste des opérations engagés depuis le Bureau Syndical du 7 juillet 2023 dont les coûts sont inférieurs au seuil de 40 k€ HT (48k€ TTC), **annexe 12 p 188**.

Programme travaux		Nombre de projets	Montant TTC
Eclairage Public	Extension / Renouvellement	119	574 494 €
	R30 : Renouvellement des foyers > 30 ans	18	116 299 €
Signalisation Lumineuse		10	51 338 €
Total		147	742 131 €

21. ECLAIRAGE PUBLIC ET SIGNALISATION LUMINEUSE – 6EME TRANCHE DE TRAVAUX 2023 ≥ 40 k€ HT

La commission proposera au Bureau Syndical une sixième tranche de travaux 2023, pour la réalisation des projets d'éclairage public suivants :

Programme travaux		Commune / localisation	Projet	Montant ttc
ECLAIRAGE PUBLIC	Extension / renouvellement	ST ARNOULT	Renouvellement luminaires en LED du centre-ville	52 076,66 €
		FALAISE	Uniformisation programme R30/2023	139 201,60 €
		HOULGATE	Extension de réseau sur RD 513	61 680,99 €
	Programme R30 : Renouvellement des foyers > 30 ans	ETERVILLE	Travaux liés au programme R30 Tranche 2023	48 953,31 €
		GRANDCAMP-MAISY	Renouvellement des foyers de plus de 30 ans	136 285,62 €
	Fonds vert	PORT-EN-BESSIN HUPPAIN	Renouvellement des foyers Fonds vert	86 657,04 €
		CAGNY		49 497,59 €
SIGNALISATION LUMINEUSE		SAINT-MARTIN AUX CHARTRAINS	Création d'un carrefour à feux	65 979,16 €
TOTAL				740 332,00 €

Délibération : il appartiendra au Bureau Syndical :

- d'adopter la sixième tranche 2023 du programme d'extension, de renouvellement d'éclairage public » pour un montant total de 740 332,00 € TTC ;
- de dire que la dépense sera imputée à l'article 2317 du Budget Principal - Travaux sur réseaux mis à disposition pour le programme d'extension et de renouvellement d'Eclairage Public et de signalisation lumineuse ;
- 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.

22. ETATS CONTRADICTOIRES - APPROBATION DES BIENS D'ECLAIRAGE PUBLIC

Les communes de Montillières-sur-Orne, Moulins-en-Bessin et Dives-sur-Mer ont transféré leur compétence « Eclairage Public » au SDEC ÉNERGIE par délibérations respectives en date des 7 novembre 2019, 22 juin 2020 et 19 février 2021.

Ces transferts ont fait l'objet d'une délibération concordante du Bureau Syndical du SDEC ÉNERGIE le 16 janvier 2020 pour la commune de Montillières-sur-Orne et le 19 mars 2021 pour Dives-sur-Mer et d'une décision en date du 7 juillet 2020 pour celle de Moulins-en-Bessin.

Pour rendre effectifs ces transferts de compétences, il est nécessaire que soient établis des états contradictoires du patrimoine, sur lesquels les communes et le syndicat doivent délibérer de manière concordante.

Pour faire suite aux récentes délibérations des communes, il sera proposé au Bureau Syndical d'adopter les états contradictoires du patrimoine d'éclairage public comme suit :

Commune	Date de la délibération de transfert de la compétence	Date de la délibération d'approbation de l'état contradictoire	Montant estimé par la commune	Montant estimé par le SDEC ÉNERGIE	Montant proposé
MONTILLIERES-SUR-ORNE	7 novembre 2019	13 juillet 2023	52 522,24 €	87 919,33 €	52 522,24 €
MOULINS-EN-BESSIN	22 juin 2020	17 juillet 2023	–	462 845,17 €	462 845,17 €
DIVES-SUR-MER	19 février 2021	26 juin 2023	–	568 063,67 €	568 063,67 €

Délibération : il appartiendra au Bureau Syndical de :

- de décider d'adopter les états contradictoires de remise de biens des patrimoines d'éclairage public proposés, en fixant la valeur nette du réseau d'éclairage public à :
 - 52 522,24 € pour la commune de Montillières-sur-Orne ;
 - 462 845,17 € pour la commune de Moulins-en-Bessin ;
 - 568 063,67 € pour la commune de Dives-sur-Mer ;
- de charger Mme la Présidente de la mise en œuvre de ces décisions et l'autoriser à signer tous les actes et documents s'y rapportant.

23. CONVENTION DE PARTENARIAT DANS LE CADRE DE LA MISE EN ŒUVRE DU PROGRAMME CEE ACTEE – APPEL A PROJETS SOUS-PROGRAMME LUM'ACTE

Le programme ACTEE 2 dans la continuité et l'amplification du programme ACTEE 1 vise à aider les collectivités à mutualiser leurs actions, à agir à long terme et ainsi à planifier les travaux de rénovation énergétique tout en réduisant les consommations d'énergie. Le déploiement de ce programme dans tout le territoire national repose sur une implication forte des collectivités territoriales volontaires.

ACTEE 2 apporte un financement, via des appels à projets, aux collectivités lauréates pour déployer un réseau d'économes de flux, accompagner la réalisation d'études technico-économiques, le financement de la maîtrise d'œuvre, ainsi que l'achat d'équipements de suivi de travaux de rénovation énergétique.

ACTEE 2 apporte également différents outils à destination des collectivités et des acteurs de la filière, avec notamment la mise à disposition d'un simulateur énergétique, un site internet informant de chaque étape des projets de rénovation ainsi qu'un centre de ressources adapté aux territoires (cahiers des charges type, fiches conseils, guides, etc.) à destination des élus et des agents territoriaux.

Ce programme permettra également d'apporter des aides complémentaires à la rénovation du parc d'éclairage public des collectivités dans le cadre du sous-programme LUM'ACTE, piloté par la FNCCR sous l'égide du Ministère de la Transition Ecologique.

LUM'ACTE vise ainsi particulièrement les parcs d'éclairage public des collectivités de tout type, en dehors des installations d'éclairage sportif et des éclairages des bâtiments publics qui sont visés par d'autres outils du programme ACTEE.

Ce projet comporte les 3 lots suivants :

Lot		Taux d'aide et plafonnement
Lot 1	Réalisation d'audits patrimoniaux et énergétiques pour le remplacement des sources existantes par des solutions LED	Taux d'aide jusqu'à 30 %, si moins de 3 000 points lumineux concernés Taux d'aide jusqu'à 50 %, si plus de 3 000 points lumineux concernés, plafonné à 150 000 € par groupement
Lot 2	Achat d'outils de suivi du parc d'éclairage	Taux d'aide jusqu'à 50 %, plafonné à 10 000 € par groupement
Lot 3	Maîtrise d'œuvre et l'assistance à maîtrise d'ouvrage pour accompagner les projets (trame noire)	Taux d'aide jusqu'à 30 %, plafonné à 40 000 € par groupement

Le SDEC ÉNERGIE, ayant déjà un outil de suivi du parc d'éclairage, a candidaté pour le lot n° 1 (pour un montant de 127 121 € relatif à l'étude de rénovation de 5 791 foyers de plus de 30 ans) et pour le lot n° 3 pour la réalisation de prescription d'une trame noire d'un montant de 46 538 €.

Le jury a décidé de sélectionner la candidature du SDEC ÉNERGIE, dont le dossier visait les lots ci-dessous :

Lot		Montant	Aide
Lot 1	Construction du programme de renouvellement du programme R30 – taux d'aide à 50 %	127 121 €	63 560 €
Lot 3	Construction de la trame noire – taux d'aide à 30 %	46 538 €	13 961 €
TOTAL		173 659 €	77 521 €



La convention proposée, en **annexe 13 p 191**, et qui prendra fin au 31 décembre 2023, a donc pour objet de définir le cadre du partenariat entre la FNCCR et le SDEC ÉNERGIE pour le déroulement opérationnel du programme, dans le respect de la convention de mise en œuvre du Programme ACTEE 2 PRO INNO 52 conclue entre l'Etat, l'ADEME, la FNCCR, l'AMF et les co-financeurs du Programme.

Délibération : il appartiendra au Bureau Syndical :

- *d'adopter la convention de partenariat dans le cadre de la mise en œuvre du Programme CEE ACTEE – Appel à projet sous-programme LUM'ACTE ;*
- *de charger Madame 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.*



**PROCES-VERBAL DU BUREAU SYNDICAL
DU VENDREDI 7 JUILLET 2023**

L'an deux mille vingt-trois le 7 juillet à 9h30, le Bureau Syndical du Syndicat Départemental d'Energies du Calvados, légalement convoqué le vendredi 30 juin 2023, s'est réuni, en séance publique, dans l'espace Marcel RESTOUT du SDEC ÉNERGIE à Caen, sous la présidence de Madame Catherine GOURNEY-LECONTE, Présidente.

Présents :

Madame BAREAU Anne-Marie, Monsieur BOUJRAD Abderrahman, Monsieur CAPOËN Philippe, Monsieur CHÉRON Denis, Madame FLEURY Catherine, Madame GOURNEY-LECONTE Catherine, Monsieur GUILLOUARD Jean-Luc, Monsieur HEURTIN Jean-Yves (à partir de la délibération n° 2023-04-BS-DB-09), Monsieur KANZA MIA DIYEKA Théophile, Monsieur LAGALLE Philippe, Monsieur LE FOLL Alain, Monsieur LECERF Marc, Monsieur LEPAULMIER Jean, Monsieur MALOISEL Gilles, Monsieur POISSON Cédric, Monsieur POULAIN Gérard, Monsieur RUON Vincent.

Absents ou excusés :

Monsieur BAIL Romain, Monsieur BOUGAULT Rémi, Monsieur GERMAIN Patrice, Monsieur GIRARD Henri, Monsieur GUÉGUÉNIAT Franck, Monsieur MORIN Christophe.

Autres excusés ayant donné pouvoir :

Monsieur GUIMBRETIERE Hervé a donné pouvoir à Monsieur LEPAULMIER Jean.

Secrétaire de séance : Monsieur POISSON Cédric a été nommé secrétaire de séance.

Le Bureau Syndical étant composé de 25 membres, dont 24 en exercice dans l'attente du remplacement de Madame LAMBINET-PELLE Nadine ayant démissionné, Madame la Présidente constate le quorum par la présence de 16 membres et déclare la séance ouverte.

L'ordre du jour est conforme à la convocation :

I. COMMUNICATIONS DE LA PRESIDENTE

- Approbation du procès-verbal du 9 juin 2023
- Compte-rendu des décisions de la Présidente
- Marchés publics
- Transferts de compétences
- Actualités

II. TRAVAUX DES COMMISSIONS

ADMINISTRATION GENERALE-FINANCES-CARTOGRAPHIE ET USAGES NUMERIQUES

- Mise en œuvre d'un référent déontologue des élus locaux
- Ajustement du tableau des effectifs
- Mise en place d'un plan de mobilité durable pour les agents
- Plan de formation 2023

RELATIONS USAGERS ET PRECARITE ENERGETIQUE

- Soutiens financiers à la rénovation énergétique
- Aide à la rénovation énergétique des logements communaux à vocation sociale - Ste Honorine du Fay et Aubigny
- Convention FSE (Fonds de solidarité énergie) 2023

TRANSITION ENERGETIQUE

- Subventions 2023 - Comment c'est près - CdC Cœur de Nacre
- Ouilly le tesson : Convention de répartition de la subvention fonds vert pour le projet de réseau de production de chaleur

TRAVAUX SUR LES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE

- Programme de raccordement du réseau public d'électricité - 7ème tranche 2023
- Programme de renforcement du réseau public d'électricité - 3ème tranche 2023
- DTMO - Effacement - Lotisseurs privés



ECLAIRAGE PUBLIC ET SIGNALISATION LUMINEUSE

- Eclairage public et Signalisation Lumineuse - 5ème tranche de Travaux 2023 < 40 k€ HT
- Eclairage public et Signalisation Lumineuse - 5ème Tranche de travaux 2023 > 40 k€ HT
- DTMO - Eclairage public
- Etats contradictoires - Approbation des biens Eclairage Public - Longues sur Mer et Banville

DEVELOPPEMENT ECONOMIQUE

- Aides aux extensions pour activités économiques et ouvrages communaux, intercommunaux
- Aides aux extensions pour sites privés

I - COMMUNICATIONS DE LA PRESIDENTE

APPROBATION DU PROCES-VERBAL DU 9 JUIN 2023

Madame la Présidente soumet aux membres du Bureau Syndical le procès-verbal de la réunion du 9 juin 2023, qui leur a été transmis avec leur convocation (annexe 1 de la note de présentation).

Aucune observation n'ayant été formulée, le procès-verbal de la réunion du 9 juin 2023 est approuvé.

COMPTE-RENDU DES DECISIONS DE LA PRESIDENTE

Madame la Présidente rend compte des décisions prises, en vertu de la délégation du Comité Syndical du 30 mars 2023, depuis le Bureau Syndical du 9 juin 2023 :

			Objet	Impact financier
Transition Énergétique	Conseil en Energie Partagé	Niveau 1	Adhésion des communes d'Audrieu et de Maizières	1 920 € 1 760 €
		Niveau 2	Adhésion des communes d'Aubigny, d'Audrieu et de Maizières	4 400 € 4 400 €
	Maison de l'énergie		Convention de partenariat avec la communauté de communes Vallées de l'Orne et de l'Odon pour le prêt de l'exposition nomade "2050" dans le cadre d'un accompagnement PACTE	2 animations
			Participation du SDEC ÉNERGIE à l'événement Vachement Caen organisé par la Chambre d'Agriculture du Calvados	1 700 €
		Compétence Contribution à la Transition Énergétique - Validation du financement des plans d'actions 2023 de Noues de Sienne	12 978 €	
Finances			Virement de crédits n° 2-2023 - Budget principal (du chapitre 4581922 au chapitre 4581622 = 400 000 € et du chapitre 4581922 au chapitre 4581723 = 100 000 €)	500 000 €
Marchés publics			Maîtrise d'œuvre pour la rénovation énergétique de la salle polyvalente de Condé-sur-ifs (14)	26 000 € HT

Le Bureau Syndical prend acte de l'ensemble des décisions présentées, publiées et mises en œuvre depuis la séance du Bureau Syndical du 9 juin 2023.

MARCHES PUBLICS

 o **Consultations en cours**

Objet	Type de procédure
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 2023 - RELANCE lots 2.4.5 - Groupement avec le SDEM 50 et le SIEGE	Appel d'offres ouvert (CAO du 4 juillet 2023)
Fourniture et mise en service de bornes de recharge pour véhicules électriques en 7 kVa AC et entre 20 et 30 kVa DC	
Réalisation d'audits énergétiques de bâtiments publics	Appel d'offres ouvert (CAO du 19 sept. 2023)
Acquisition, exploitation et maintenance d'une solution logicielle de gestion administrative des membres et partenaires du SDEC ENERGIE	Procédure adaptée > 40 000 € HT
Maîtrise d'œuvre pour la rénovation énergétique de la salle polyvalente de Vimont	Procédure adaptée < 40 000 € HT

Le Bureau Syndical prend acte de ces consultations.

 o **Résultats de consultations, nécessitant délibération**

Monsieur Bruno DELIQUE, Directeur Général des Services, présente les résultats de consultations analysées depuis le dernier Bureau Syndical, à savoir :

Objet	Type de procédure	Attributaire
Eclairage public : Fourniture de 101 contrôleurs de pilotage à l'armoire de commande	Procédure adaptée	ARCOM
Construction d'une chaufferie bois et d'un réseau technique de chaleur sur la commune d'Ouilly-le-Tesson	Procédure adaptée	CRAM
		ELAIRGIE CAEN

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

- ACTE les rapports de la Présidente présentés en séance ;
- DECIDE d'attribuer le marché de fourniture de 101 contrôleurs de pilotage à l'armoire de commande à l'entreprise ARCOM, pour un montant du DQE de 131 100 € HT ;
- DIT que la dépense sera imputée à l'article 2317 du budget principal ;
- DECIDE, dans le cadre de la construction d'une chaufferie bois et d'un réseau technique de chaleur sur la commune d'Ouilly-le-Tesson, d'attribuer le lot 1 Gros œuvre - Second œuvre à l'entreprise CRAM pour un montant de 91 853.51 € HT, et le lot 2 VRD - Réseaux - Chauffage - Electricité à l'entreprise ELAIRGIE CAEN pour un montant de 236 962.16 € HT ;
- DIT que la dépense sera imputée à l'article 21318 du budget principal ;
- CHARGE Madame la Présidente de la mise en œuvre de ces décisions et de tout acte s'y rapportant lorsque les crédits sont inscrits au budget, y compris tout éventuel avenant.

 o **Résultats de consultations, ne nécessitant pas de délibération (< 25 000€ ou appel d'offres)**

Monsieur Bruno DELIQUE, Directeur Général des Services, présente les résultats de consultations suivants :

< 25 000 € :

Objet	Attributaire
Réalisation d'audits d'effacement de consommation électrique des sites tertiaires	OID CONSULTANT
Assistance à maîtrise d'ouvrage pour promouvoir l'effacement des consommations	Consultation sans suite

Appels d'offres :

Objet	Lot	Attributaire
Travaux et maintenance de l'éclairage public, de la signalisation lumineuse, vidéo-protection, panneaux à message variables et radars pédagogiques	1 BAYEUX/BESSIN/BOCAGE/VIRE NOIREAU	TEIM - INEO
	2 CAEN OUEST/SEULLES TERRE ET MER/OEUVRE DE NACRE	TEIM - INEO
	3 CAEN SUD/ORNE ET ODON/ SUISSE NORMANDE	TEIM - INEO
	4 CAEN NORD /CAEN EST	GAGNERAUD - SPIE - RESEAUX ENVIRONNEMENT
	5 PAYS D'AUGE NORD	GAGNERAUD - SPIE RESEAUX ENVIRONNEMENT
	6 LISIEUX /VAL ES DUNES/PAYS DE FALAISE	GAGNERAUD - SPIE RESEAUX ENVIRONNEMENT
Achat d'énergie année 2024 pour le compte du groupement de commande Electricité et gaz Marchés subséquents n° 1	1 ÉLECTRICITÉ - Points de livraison raccordés en BT avec une puissance ≤ 36 kVA (C5)	XELAN SAS (OCTOPUS ENERGY)
	2 ÉLECTRICITÉ - Points de livraison (PDL) : • En BT avec une puissance > 36 kVA (C4) • En HTA à courbe de charge profilée (C3) • En HTA à courbe de charge mesurée (C2)	TotalEnergies
	3 GAZ	TotalEnergies
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 2023 - RELANCE lots 2.4.5 - Groupement avec le SDEM 50 et le SIEGE	2 Transformateurs ➢ Transformateur HTA/BT - TPC - de type « intérieur » H59 pour cabine préfabriquée de puissance de 100, 160 et 250 Kva en 15 ou 20 KV ➢ Transformateur HTA/BT - non TPC - de type « intérieur » H59 pour cabine préfabriquée de puissance de 160, 250, 400, 630 et 1000 kVA en 15 ou 20 KV	REIMATELEC
	4 Armoires de coupure HTA évolutives	EPSYS
	5 Enveloppe de type PAC non équipé de transformateur (principalement en 4UF)	EPSYS
	1 Bornes de recharge de 7kva en AC	SGA INDUSTRIES
	2 Bornes de recharge entre 20 et 30 kva en DC	DBT CEV

Le Bureau Syndical prend acte de ces résultats de consultations et de ces attributions.

o **Reconductions de marchés :**

Marchés / Lots	Titulaire	Durée (en mois)	Prise d'effet	Fin maxi	Reconduction
Vérification périodique d'une ligne de vie	DEKRA	36 mois Reconductible 1 x 36 mois	17/09/2020	16/09/2026	1
Traitement dématérialisé et acheminement des déclarations de projets de travaux (DT), d'intention de commencement de travaux (DICT), des DT DICT conjoints et des avis de travaux urgents (ATU)	SOGELINK	12 mois Reconductible 3 x 12 mois	01/10/2021	30/09/2025	2
Carottage et diagnostic amiante et hydrocarbures aromatiques polycycliques dans les revêtements bitumineux pour les Syndicats d'énergie Normands	CHEVALIER DIAG CM	12 mois Reconductible 3 x 12 mois	30/09/2022	29/09/2026	1

Le Bureau Syndical prend acte de ces reconductions de marchés.

o **Sous-traitances 2023 :**

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

Marchés - lots	Titulaire	Sous-Traitant	Nature des prestations sous-traitées	Montant HT
Travaux souterrains 2022 11a - CC Val Es Dunes - CU Caen la mer Centre et Est	EIFFAGE ENERGIE SYSTEMES	EXELIUM	Terrassement pour pose de réseau BT/FT partie privé	45 000 €
Travaux souterrains 2022 Lot 10 - CA Lisieux Normandie	STEPELEC SAS	SLTP Société Laonnaise de TP	Terrassement / Génie Civil / Dépose de poteaux - Travaux d'ordre électriques	474 500 €
Maîtrise d'œuvre pour l'installation d'une chaudière bois plaquette et d'un réseau technique de distribution de chaleur sur la commune d'Ouilly-le-Tesson	ITHERM CONSEIL	SARL Architecture Mouvement	Conception du projet et dépôt DP/PC	1 200 €

Le Bureau Syndical prend acte de ces sous-traitances.

o **Avenants, ne nécessitant pas de délibération**

Entreprise	Marché	Objet de l'avenant	Observations
PROTECTAS	Gestion des recours contre les tiers	Reconduction expresse en reconduction tacite	Sans incidence financière
OID CONSULTANT	Réalisation d'audits d'effacement de consommation électrique de sites tertiaires	Inversion sur les prix - avec et sans mesure complémentaire	Sans incidence financière

Le Bureau Syndical prend acte de ces avenants.

o **Avenants, nécessitant délibération - CAO du 4 juillet 2023**

a) **Avenant n°6 à l'accord-cadre "Travaux aériens et souterrains sur les réseaux : électricité, éclairage, génie civil de communications et infrastructures de recharge pour véhicules électriques - 2022"**

Par un avenant n°5 au présent marché, le Bureau Syndical du 02 décembre 2022, après avis de la Commission d'Appel d'Offres du 15 novembre 2022, a validé la modification des termes initiaux du marché public afin de répondre à la demande des entreprises attributaires des marchés ci-après, confrontées à la flambée des prix et au risque de pénurie des matières premières,

Les marchés concernés sont :

Objet	Secteurs géographiques	Attributaire
Lot 1A : Travaux aériens - Calvados	Tout le département du Calvados	SPIE CITYNETWORKS
Lot 11A : Travaux souterrains CC Val Es Dunes - CU Caen la Mer Centre et Est	CC Val Es Dunes - CU Caen la Mer Centre et Est	EIFFAGE
Lot 3 : Travaux souterrains - CC Isigny-Omaha Intercom	CC Isigny-Omaha Intercom	STURNO + TEIM
Lot 4 : Travaux souterrains - CC Bayeux Intercom	CC Bayeux Intercom	STURNO + TEIM
Lot 5 : Travaux souterrains - CC Seules Terre et Mer	CC Seules Terre et Mer	STEPELEC
Lot 6 : Travaux souterrains CC Cœur de Nacre - CU Caen la Mer Ouest	CC Cœur de Nacre - CU Caen la Mer Ouest	GARCZYNSKI TRAPLOIR OMEXOM
Lot 7 : Travaux souterrains CC Normandie Cabourg Pays d'Auge - CU Caen la Mer Nord	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge - CU Caen la Mer Nord	GARCZYNSKI TRAPLOIR OMEXOM
Lot 8 : Travaux souterrains CC Cœur Côte Fleurie - CC du Pays d'Honfleur et Beuzeville	CC Cœur Côte Fleurie - CC du Pays d'Honfleur et Beuzeville	SPIE CITYNETWORKS + RESEAUX ENVIRONNEMENT
Lot 9 : Travaux souterrains - CC Terre d'Auge	CC Terre d'Auge	TRP NORMANDIE
Lot 10 : Travaux souterrains - CA Lisieux Normandie	CA Lisieux Normandie	STEPELEC
Lot 12 : Travaux souterrains - CC du Pays de FALAISE	CC du Pays de FALAISE	SORAPEL + SATO
Lot 13 : Travaux souterrains - CC Cingal Suisse Normande	CC Cingal Suisse Normande	STEPELEC
Lot 14 : Travaux souterrains CC Vallées de l'Orne et de l'Odon - CU Caen la Mer Sud	CC Vallées de l'Orne et de l'Odon - CU Caen la Mer Sud	SORAPEL + SATO
Lot 15 : Travaux souterrains - CC Intercom de la Vire au Noireau	CC Intercom de la Vire au Noireau	STURNO + TEIM
Lot 16 : Travaux souterrains - CC Pré-Bocage Intercom	CC Pré-Bocage Intercom	STEPELEC

Cet avenant, d'une durée de 6 mois à compter du 1^{er} janvier 2023, reconductible 1 fois maximum, sur demande expresse de l'entreprise au moins 45 jours avant le 30 juin 2023, consistait à supprimer le terme fixe de la formule de révision, à prendre en compte les index à n-2 au lieu de n-4, à neutraliser le coefficient commercial de 0.99 prévu au 1^{er} janvier 2023 soit une valeur portée à 1, de majorer le BPU,

En fin de première période, les entreprises listées ci-après sont revenues vers le SDEC ÉNERGIE en sollicitant la reconduction de l'avenant n°5 :

Objet	Secteurs géographiques	Attribitaire
Lot 11A : Travaux souterrains CC Val Es Dunes - CU Caen la Mer Centre et Est	CC Val Es Dunes - CU Caen la Mer Centre et Est	EIFFAGE
Lot 3 : Travaux souterrains CC Isigny-Omaha Intercom	CC Isigny-Omaha Intercom	STURNO + TEIM
Lot 4 : Travaux souterrains CC Bayeux Intercom	CC Bayeux Intercom	STURNO + TEIM
Lot 5 : Travaux souterrains CC Seuelles Terre et Mer	CC Seuelles Terre et Mer	STEPELEC
Lot 6 : Travaux souterrains CC Cœur de Nacre - CU Caen la Mer Ouest	CC Cœur de Nacre - CU Caen la Mer Ouest	GARCZYNSKI TRAPLOIR OMEXOM
Lot 7 : Travaux souterrains CC Normandie Cabourg Pays d'Auge - CU Caen la Mer Nord	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge - CU Caen la Mer Nord	GARCZYNSKI TRAPLOIR OMEXOM
Lot 8 : Travaux souterrains CC Cœur Côte Fleurie - CC du Pays d'Honfleur et Beuzeville	CC Cœur Côte Fleurie - CC du Pays d'Honfleur et Beuzeville	SPIE CITYNETWORKS + RESEAUX ENVIRONNEMENT
Lot 10 : Travaux souterrains CA Lisieux Normandie	CA Lisieux Normandie	STEPELEC
Lot 12 : Travaux souterrains CC du Pays de FALAISE	CC du Pays de FALAISE	SORAPEL + SATO
Lot 13 : Travaux souterrains CC Cingal Suisse Normande	CC Cingal Suisse Normande	STEPELEC
Lot 14 : Travaux souterrains CC Vallées de l'Orne et de l'Odon - CU Caen la Mer Sud	CC Vallées de l'Orne et de l'Odon - CU Caen la Mer Sud	SORAPEL + SATO
Lot 15 : Travaux souterrains CC Intercom de la Vire au Noireau	CC Intercom de la Vire au Noireau	STURNO + TEIM
Lot 16 : Travaux souterrains CC Pré-Bocage Intercom	CC Pré-Bocage Intercom	STEPELEC

La Commission d'Appel d'Offres, réunie le 13 juin 2023, s'est prononcée en faveur de la non-reconduction de l'avenant n°5 et au retour aux conditions initiales du marché et ce, en raison, notamment, de l'évolution haussière des index applicables au présent marché et qui reflètent au mieux l'évolution des coûts subis par les entreprises.

Cinq entreprises qui considèrent que l'évolution des valeurs de ces index ne reflète pas exactement l'augmentation du coût des matières premières, sont revenues par courrier vers le SDEC ÉNERGIE pour les lots suivants :

TRAVAUX SOUTERRAINS : EFFACEMENT/RENFORCEMENT ET SÉCURISATION	Attribitaire
Lot 3 : CC Isigny-Omaha Intercom	STURNO + TEIM
Lot 4 : CC Bayeux Intercom	STURNO + TEIM
Lot 5 : CC Seuelles Terre et Mer	STEPELEC
Lot 6 : CC Cœur de Nacre - CU Caen la Mer Ouest	OMEXOM
Lot 7 : CC Normandie Cabourg Pays d'Auge - CU Caen la Mer Nord	OMEXOM
Lot 8 : CC Cœur Côte Fleurie - CC du Pays de Honfleur et Beuzeville	SPIE CITYNETWORKS + RESEAUX ENVIRONNEMENT
Lot 10 : CA Lisieux Normandie	STEPELEC
Lot 12 : CC du Pays de FALAISE	SORAPEL + SATO
Lot 13 : CC Cingal Suisse Normande	STEPELEC
Lot 14 : CC Vallées de l'Orne et de l'Odon - CU Caen la Mer Sud	SORAPEL + SATO
Lot 15 : CC Intercom de la Vire au Noireau	STURNO + TEIM
Lot 16 : CC Pré-Bocage Intercom	STEPELEC

La Commission d'Appel d'Offres, réunie le 4 juillet 2023, soucieuse de soutenir le tissu économique local et notamment des entreprises partenaires du syndicat, et compte tenu des investissements humains et matériels réalisés par les entreprises pour apporter une réponse de qualité aux travaux réalisés, a décidé de proposer aux entreprises un nouvel avenant couvrant la période du 1^{er} août au 31 décembre 2023, pouvant être reconductible pour une seconde période du 1^{er} janvier 2024 au 30 juin 2024.

Ce nouvel avenant prévoit :

- ✓ La modification de la formule de révision qui intègre :
 - La suppression du terme fixe ;
 - La prise en compte des index à n-2 au lieu de n-4 ;
 - La neutralisation du coefficient commercial de 0.99 précisé à l'article 5.1 « prix du contrat - alinéa 6 « coefficient commercial » du CCAP prévu au 1^{er} janvier 2023 ; soit une valeur portée à 1
 - La majoration du BPU.

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

- DÉCIDE d'acter l'avenant n°6 à l'accord-cadre « Travaux aériens et souterrains sur les réseaux : électricité, éclairage, génie civil de communications et infrastructures de recharge pour véhicules électriques - 2022 » ;
- DIT que la durée de cet avenant est de 6 mois à compter du 1^{er} août 2023 ;
- DIT que l'avenant pourra être renouvelé une fois sur demande expresse de l'entreprise et après saisine de la Commission d'Appel d'Offres ;
- CHARGE Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer les avenants avec les entreprises attributaires du marché, ainsi que tous les actes et documents s'y rapportant.

b) Avenant n°5 à l'accord-cadre « Travaux de raccordement au réseau de distribution publique d'électricité »

Par un avenant n°4 au présent marché, le Bureau Syndical du 2 décembre 2022, après avis de la Commission d'Appel d'Offres du 15 novembre 2022, a validé la modification des termes initiaux du marché public afin de répondre à la demande des entreprises attributaires des marchés ci-après, confrontées à la flambée des prix et au risque de pénurie des matières premières,

Les marchés concernés par cet avenant consistant à supprimer le terme fixe de la formule de révision, à prendre en compte les index à n-2 au lieu de n-4, à neutraliser le coefficient commercial de 0.99 prévu au 1^{er} janvier 2023 soit une valeur portée à 1, à majorer le BPU, sont :

Objet	Secteurs géographiques	Attributaire
Lot 1a : Bessin-Bocage	CC Isigny Omaha Intercom, CC de Bayeux Intercom, CC de Seules Terre et Mer, CC Pré-Bocage intercom, CC Intercom de la Vire au Noireau	GARCZYNSKI TRAPLOIR OMEXOM + RESEAUX ENVIRONNEMENT SAS
Lot 2a : Caen La Mer et ses environs – Suisse Normande et Pays de Falaise	CU Caen-la-Mer, CC Vallée de l'Orne et de l'Odon, CC Cingal Suisse Normande, CC du Pays de Falaise	GARCZYNSKI TRAPLOIR OMEXOM + RESEAUX ENVIRONNEMENT SAS
Lot 3 : Pays d'Auge Nord et Pays d'Auge Sud	CC Normandie Cabourg Pays d'Auge, CC Val-Ès-Dunes, CC Cœur-Côte-Fleurie, CC du Pays d'Honfleur et Beuzeville, CC Terre d'Auge, CA de Lisieux-Normandie	RESEAUX ENVIRONNEMENT SAS

La durée de cet avenant était de 6 mois à compter du 1^{er} janvier 2023, reconductible 1 fois maximum, sur demande expresse de l'entreprise au moins 45 jours avant le 30 juin 2023.

En fin de première période de l'avenant, toutes les entreprises listées ci-dessus sont revenues vers le SDEC ÉNERGIE en sollicitant la reconduction de l'avenant n°4.

La Commission d'Appel d'Offres, réunie le 13 juin 2023, s'est prononcée en faveur de la non-reconduction de l'avenant n°4 et au retour aux conditions initiales du marché et ce en raison, notamment, de l'évolution haussière des index applicables au présent marché et qui reflètent au mieux l'évolution des coûts subis par les entreprises.

Deux entreprises, qui considèrent que l'évolution de la valeur de ces index n'est toujours pas le reflet exact de l'augmentation du coût des matières premières, sont revenues par courrier vers le SDEC ÉNERGIE pour l'ensemble des lots du marché :

RACCORDEMENT	Attributaire
Lot 1a / Bessin-Bocage	OMEXOM + RESEAUX ENVIRONNEMENT
Lot 2a / Caen La Mer et ses environs – Suisse Normande et Pays de Falaise	OMEXOM + RESEAUX ENVIRONNEMENT
Lot 3 / Pays d'Auge Nord et Pays d'Auge Sud	RESEAUX ENVIRONNEMENT

La Commission d'Appel d'Offres, réunie le 4 juillet 2023, soucieuse de soutenir le tissu économique local et notamment des entreprises partenaires du syndicat, et compte tenu des investissements humains et matériels réalisés par les entreprises pour apporter une réponse de qualité aux travaux réalisés, a décidé de proposer aux entreprises un nouvel avenant couvrant la période du 1^{er} août 2023 au 31 décembre 2023, pouvant être reconductible pour une seconde période du 1^{er} janvier 2024 au 30 juin 2024.

Ce nouvel avenant prévoit :

- ✓ La modification de la formule de révision qui intègre :
 - La suppression du terme fixe
 - La prise en compte des index à n-2 au lieu de n-4
 - La neutralisation du coefficient commercial de 0.99 précisé à l'article 5.1 « prix du contrat – alinéa 6 « coefficient commercial » du CCAP prévu au 1^{er} janvier 2023, soit une valeur portée à 1
 - La majoration du BPU.

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

- DÉCIDE d'acter l'avenant n°5 à l'accord-cadre « Travaux de raccordement au réseau de distribution publique d'électricité » ;
- DIT que la durée de cet avenant est de 6 mois à compter du 1^{er} août 2023 ;
- DIT que l'avenant pourra être renouvelé une fois sur demande expresse de l'entreprise et après saisine de la Commission d'Appel d'Offres ;
- CHARGE Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer les avenants avec les entreprises attributaires du marché, ainsi que tous les actes et documents s'y rapportant.
- CHARGE Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer les avenants aux marchés correspondants, ainsi que tous les actes et documents s'y rapportant.

TRANSFERTS DE 100PÉTENCES

Conformément aux dispositions de l'article 5.2 des statuts du SDEC ÉNERGIE, applicables au 1^{er} janvier 2017, Madame la Présidente propose au Bureau Syndical de se prononcer sur les demandes de transferts de compétences suivantes, enregistrées depuis le Bureau Syndical du 9 juin 2023 :

- **Transfert de la compétence « Eclairage Public »**

Collectivité	Date de la délibération
COMMUNAUTE DE COMMUNES CŒUR DE NACRE	25 mai 2023

- **Transferts de la compétence « IRVE »**

Collectivité	Date de la délibération
LANDELLES-ET-COUPIGNY	26 janvier 2023
CROUAY	12 avril 2023
LA HOGUETTE	9 mai 2023
MALHERBE-SUR-AJON	9 juin 2023

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

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 « Eclairage Public », visée à l'article 3.4 des statuts du SDEC ÉNERGIE, par la communauté de communes Cœur de Nacre ;
- DIT que la valeur de l'actif à la date du transfert de la compétence « Eclairage Public » par la communauté de communes Cœur de Nacre, fera l'objet d'une délibération future après évaluation contradictoire du patrimoine transféré ;
- 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 Crouay, La Hoguette, Landelles-et-Coupigny et Malherbe-sur-Ajon ;
- 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 Crouay, La Hoguette, Landelles-et-Coupigny et Malherbe-sur-Ajon s'élève à 0 € ;
- DECIDE de mettre en œuvre ces transferts de compétences, tant sur les aspects patrimoniaux, financiers et techniques et de réviser tous les contrats qui y sont attachés ;
- 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.

ACTUALITES

Normandie Energies Tour 2023

Comme validé par le Bureau Syndical du 5 mai dernier, Madame la Présidente rappelle que le SDEC ÉNERGIE organisera la 7^{ème} édition du Normandie Energies Tour (NET) le samedi 16 septembre prochain, sur les routes des bois et marais du Bessin et du Cotentin.

Cette nouvelle édition, intitulée « Le Rallye biches et crapauds » et dont le visuel est projeté à l'écran, partira de Tilly-sur-Seulles. L'arrivée sera attendue sur la commune de Rots.

Les frais d'inscription sont rappelés aux élus :

- 60 € par équipage de 2 personnes,
- 30 € par pers. Supplémentaire dans la voiture,
- Gratuit pour les enfants de moins de 12 ans.



Le Bureau Syndical prend acte de cette communication.

Accord-Cadre 2024/2027

Dans le cadre du groupement d'achat d'énergies (gaz et électricité) et services associés que le syndicat coordonne, il a été acté du lancement d'un nouvel accord cadre, couvrant la période 2024/2027.

L'accord-cadre concerne 547 membres (électricité et gaz confondus). La répartition par lot est la suivante :

N° et intitulé du lot		Nombre approximatif de points de livraison	Volume de consommation 2024
LOT 1	ÉLECTRICITÉ - Points de livraison (PDL) raccordés en BT avec une puissance ≤ 36 kVA (C5)	12 194	76 698 734 kWh
LOT 2	ÉLECTRICITÉ - Points de livraison (PDL) : <ul style="list-style-type: none"> • Raccordés en BT avec une puissance > 36 kVA (C4) • En HTA à courbe de charge profilée (C3) • En HTA à courbe de charge mesurée (C2) 	999	112 137 813 kWh
LOT 3	GAZ - Points de comptage et d'estimation gaz	1 785	219 452 000 kWh

Pour rappel, les fournisseurs retenus pour l'année 2024 dans le cadre du marché subséquent n° 1 sont :

Lot 1 - ÉLECTRICITÉ Points de livraison raccordés en BT avec une puissance ≤ 36 kVA (C5)	XELAN (OCTOPUS ENERGY France)
Lot 2 - ÉLECTRICITÉ Points de livraison : Raccordés en BT avec une puissance > 36 kVA (C4), en HTA à courbe de charge profilée (C3) et en HTA à courbe de charge mesurée (C2)	TotalEnergies
Lot 3 - GAZ	TotalEnergies

Afin de garantir l'information des membres du groupement et des collectivités, Madame la Présidente annonce les actions de communication programmées :

- A l'attention des élus du SDEC ÉNERGIE (maires et délégués)
 - Une communication au Comité Syndical des 12 octobre et 14 décembre 2023
 - Une publication dans le DIALOGUE d'octobre 2023 et de janvier 2024
 - Une Newsletters « SDEC ÉNERGIE » au second semestre 2023
 - Un corner d'information spécifique aux CLE de novembre 2023
 - Un courrier spécifique de préparation budgétaire en février 2024.
- A l'attention des membres du groupement de commande
 - En octobre 2023 :
 - Une réunion en présentiel spécifique au MS 1
 - Un webinaire la semaine suivante pour ceux ne pouvant assister à la réunion en présentiel.
 - Des newsletters « achat énergie » au second semestre 2023 et au 1^{er} trimestre 2024
 - La mise en ligne sur l'espace client de simulateurs.

Durant tout l'été, les membres de la CAO se réuniront en visio conférence de manière hebdomadaire pour tenter de réaliser, en fonction de l'évolution du marché, les meilleurs achats.

Par ailleurs, Madame la Présidente confirme que les services de la FNCCR ont présenté le projet de réforme de l'organisation du marché de l'électricité/cadre UE, et plus particulièrement, le sujet crucial du devenir des tarifs réglementés de vente de l'électricité.

Lors de la réunion de la Commission Citoyens consommateurs de la FNCCR, des participants ont manifesté leur souhait de pouvoir disposer d'un modèle de courrier afin que les adhérents de la Fédération puissent interpeller des membres du Parlement de l'Union européenne à ce sujet.

Madame la Présidente propose de faire partir ce courrier, dont le modèle a été transmis aux membres du Bureau Syndical en annexe 4 de la note de synthèse, jointe à leur convocation.

Le Bureau Syndical prend acte de cette communication et valide la proposition d'adresser un courrier aux membres du Parlement de l'Union européenne, sur la base du modèle présenté.

o **CLE de novembre 2023**

Madame la Présidente rappelle que, comme évoqué aux réunions du Bureau Syndical des 17 mars et 5 mai, les prochaines Commissions Locales d'Énergie auront lieu du 6 au 15 novembre 2023.

Quelles que soient les CLE, une thématique générale sera dupliquée localement, sous forme de visites sur sites, permettant des partages d'expérience et de susciter l'envie de monter de nouveaux projets. Cette année, la thématique fédératrice sera la production photovoltaïque.

Chaque visite sera prolongée d'une réunion de courte durée en salle, qui permettra d'aborder la loi d'accélération des ENR et ses impacts pour les collectivités.

En marge des visites et des moments de convivialité, des temps d'échanges personnalisés avec les équipes seront organisés (corner d'information travaux sur les réseaux, éclairage public et signalisation lumineuse, achats d'énergies, SIG, mobilité et transition énergétique).

Par ailleurs, ces réunions permettront l'organisation d'élections intermédiaires suite aux démissions de représentants au Comité Syndical, entraînant la vacance de postes.

Sont concernés, à ce jour, les secteurs de Cœur Côte Fleurie, pour le remplacement de Jean-Claude GAUDE (Touques) et de Nadine LAMBINET-PELLE (Saint-Gatien-des-Bois) et de Cingal-Suisse Normande pour le remplacement de Frédéric LAFONTAINE (Barbery).

Soit, le timing prévisionnel suivant :

Sur site	
9h30/10h30	Visite d'un site de production photovoltaïque par petits groupes

Dans une salle de réunion au plus proche du site visité	
9h30	Accueil café
10h30/11h (CLE élection)	Elections de 3 représentants au Comité Syndical - Cœur Côte Fleurie et Cingal-Suisse Normande
10h30/11h30 11h/12h (CLE élection)	Loi d'accélération des ENR : quels impacts pour les collectivités ?

Recensement des projets des collectivités Temps d'échanges personnalisés avec les équipes 9h30/10h30 puis à partir de 11h30/12h	<ul style="list-style-type: none"> • Corner « Travaux sur les réseaux » • Corner « Eclairage public – Signalisation lumineuse » • Corner « Mobilité » • Corner « Transition énergétique » • Corner « Achats d'énergies » • Corner « SIG »
	Cocktail déjeunatoire

Les sites envisagés pour les visites de productions photovoltaïques sont présentés à l'écran :

BESSIN <small>ISIGNY-OMAHA INTERCOM / CC ISIGNY-OMAHA INTERCOM (EPCI) BAYEUX INTERCOM / CC BAYEUX INTERCOM (EPCI) SEULLES, TERRE ET MER</small>	Creully-sur-Seulles Pôle de Santé Libéral et Ambulatoire (PSLA)	CAEN SUD <small>VALLÉES DE L'ORNE ET DE LODON CINGAL-SUISSE NORMANDE CC VALLÉES DE L'ORNE ET DE LODON ET CINGAL-SUISSE NORMANDE (EPCI) PAYS DE FALAISE / CC DU PAYS DE FALAISE (EPCI) Mercredi 15 novembre 2023</small>	Potigny Ecole (bâtiment neuf)
BOCAGE VIROIS <small>PRE BOCAGE INTERCOM / CC PRE BOCAGE INTERCOM (EPCI) INTERCOM DE LA VIRE AU NOREAU Mardi 7 novembre 2023</small>	Villiers-Bocage Pôle Santé (DTMO SDEC ENERGIE)	CAEN EST <small>VAL DES DUNES NORMANDE GAUDRIOT PAYS D'AUGE PAYS D'AUGE NORD TERRE D'ANGE / CC TERRE D'ANGE (EPCI) CŒUR CÔTE FLEURIE PAYS DE HONFLEUR ET BEUZEVILLE</small>	Saint-Gatien-des-Bois Atelier communal ou bâtiment agricole
CAEN/CAEN NORD <small>CŒUR DE NACRE / CC CŒUR DE NACRE (EPCI) CC Caen la mer Communes de la CC Caen la mer, membres du SDEC ENERGIE</small>	Colombelles (Ferme photovoltaïque)	LISIEUX <small>LISIEUX NORMANDE SIVOM D'ORBEC ET DE LA VESPERE (EPCI)</small>	Orbec Ferme photovoltaïque

Le Bureau Syndical prend acte de cette communication et valide les propositions de visites présentées.

o **Médiation EDF**

Pour rappel, à la demande du syndicat et sur conseil du préfet du Calvados, le médiateur des entreprises a été sollicité pour tenter un ultime rapprochement sur le différend avec EDF pour les lots 1 et 4 du marché subséquent n°2 de l'accord cadre 2020/2023, visant l'achat d'énergie dans le cadre du groupement de commandes que le syndicat coordonne.

Une première rencontre a eu lieu le 23 mars 2023 pour aborder les différents points de blocage. Le SDEC ÉNERGIE était accompagné de son conseil, le Cabinet SEBAN et de son côté la société EDF était représentée par son médiateur national.

Une seconde réunion a eu lieu le 7 juin, à Paris, entre le SDEC ÉNERGIE, EDF et les deux médiations, dans les locaux de la médiation des Entreprises pour tenter de mettre fin au litige en trouvant une solution qui permette :

- Une répartition équitable de la prise en charge financière des écarts d'interprétation des BPU 2022 et 2023
- De définir le véhicule juridique adapté pour entériner un éventuel accord

Depuis, des échanges sont organisés entre les parties.

Le Bureau Syndical prend acte de cette communication.

o **Echéances 2024**

Madame la Présidente invite les élus à prendre connaissance de deux événements importants pour l'année 2024 :

SALON DES COLLECTIVITES 2024 dans lequel sera incluse l'Assemblée Générale de l'UAMC	Vendredi 12 avril 2024 au parc des expositions de Caen
CONGRES DE LA FNCCR 2024	du 25 au 27 juin 2024 au Micropolis de Besançon

Les échéances 2023 restent sans changement depuis le Bureau Syndical du 9 juin dernier.

Le Bureau Syndical prend acte de cette communication.

II-TRAVAUX DES COMMISSIONS

ADMINISTRATION GENERALE-FINANCES-CARTOGRAPHIE ET USAGES NUMERIQUES

M. Philippe LAGALLE, 1^{er} 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 20 juin 2023 et qui nécessitent délibérations du Bureau Syndical.

➤ **Ressources Humaines**

MISE EN ŒUVRE D'UN REFERENT DEONTOLOGUE DES ELUS LOCAUX

Le décret n°2022-1520 du 6 décembre 2022 prévoit que tout élu local peut consulter un référent déontologue chargé de lui apporter tout conseil utile au respect des principes déontologiques consacrés par la charte de l'élu local défini par l'article 218 de la loi n°2022-217 du 21 février 2022 relative à la différenciation, la décentralisation, la déconcentration et portant diverses mesures de simplification de l'action publique locale.

Sont concernés les collectivités territoriales mais aussi leurs groupements et les syndicats mixtes.

Les missions de référent déontologue sont exercées en toute indépendance et impartialité par des personnes choisies en raison de leurs expériences et de leurs compétences.

Ce dernier est tenu au secret professionnel et à la discrétion professionnelle pour tous les faits, informations ou documents dont il a connaissance dans l'exercice ou à l'occasion de l'exercice de ses fonctions.

La fonction de référent peut être exercée par :

- Une ou plusieurs personnes n'exerçant, au sein des collectivités auprès desquelles elles sont désignées, aucun mandat d'élu local, n'en exerçant plus depuis au moins trois ans, n'étant pas agent de ces collectivités et ne se trouvant pas en situation de conflit d'intérêts,
- Un collège, composé de personnes répondant aux mêmes conditions, qui adopte un règlement intérieur précisant son organisation et son fonctionnement.

En sa qualité de tiers de confiance, le Centre de Gestion du Calvados propose de recenser des référents déontologues des élus et d'organiser leur saisine afin de garantir un processus confidentiel.

Ces référents seront indemnisés directement par la collectivité, dans les conditions de l'arrêté du 6 décembre 2022 dans les conditions suivantes :

- 80 € par dossier sur présentation d'un justificatif mentionnant uniquement le nom de la collectivité ou de l'établissement public dont relève l'élu ainsi que la date de la saisine, sans que la collectivité ait accès au nom de l'élu ou au motif de la saisine,
- 160 € par dossier, soit 80 € par référent, pour une demande complexe nécessitant l'intervention de 2 référents.

Madame la Présidente propose au Bureau Syndical de choisir les référents déontologues des élus désignés par délibération du conseil d'administration du Centre de Gestion du Calvados.

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

- DECIDE d'adhérer à la mission de référent Déontologue proposé par le CDG 14 ;
- PREND CONNAISSANCE des dispositions de la loi n°2022-217 du 21 février 2022 relative à la différenciation, la décentralisation, la déconcentration et portant diverses mesures de simplification de l'action publique locale et du décret n°2022-1520 du 6 décembre 2022 relatif au référent déontologue de l'élu local ;
- CHOISIT les référents déontologues des élus désignés par délibération du conseil d'administration du CDG14 ;
- PRECISE que les référents déontologues sont désignés jusqu'à délibération modificative du SDEC ÉNERGIE ou jusqu'à cessation de leurs fonctions ;
- PRECISE que la liste des référents déontologues pourra être complétée et/ou actualisée par le Centre de Gestion du Calvados ;
- AUTORISE la Présidente à faciliter la saisine confidentielle des référents déontologues par les élus du SDEC ÉNERGIE, dans le respect d'une stricte confidentialité, selon les modalités précisées dans le présent rapport en partenariat avec le Centre de Gestion du Calvados ;
- FIXE l'indemnité à 80 €/dossier ;
- PRECISE qu'en cas de dossier complexe, deux référents déontologues pourront être appelés à intervenir, ce qui portera la dépense à 160€ ;
- PRECISE qu'en cas de déplacement du référent déontologue, les frais de transport et d'hébergement seront remboursés dans les mêmes conditions que celles applicables aux personnels de la fonction publique territoriale ;
- PRECISE que les crédits seront ainsi ouverts au budget ;
- PRECISE que la présente délibération sera transmise au Centre de gestion afin d'établir un suivi quantitatif au regard du nombre de référents désignés sur la liste du CDG14 ;
- 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.

AJUSTEMENT DU TABLEAU DES EFFECTIFS AU 7 JUILLET 2023

Mise à jour du tableau des effectifs

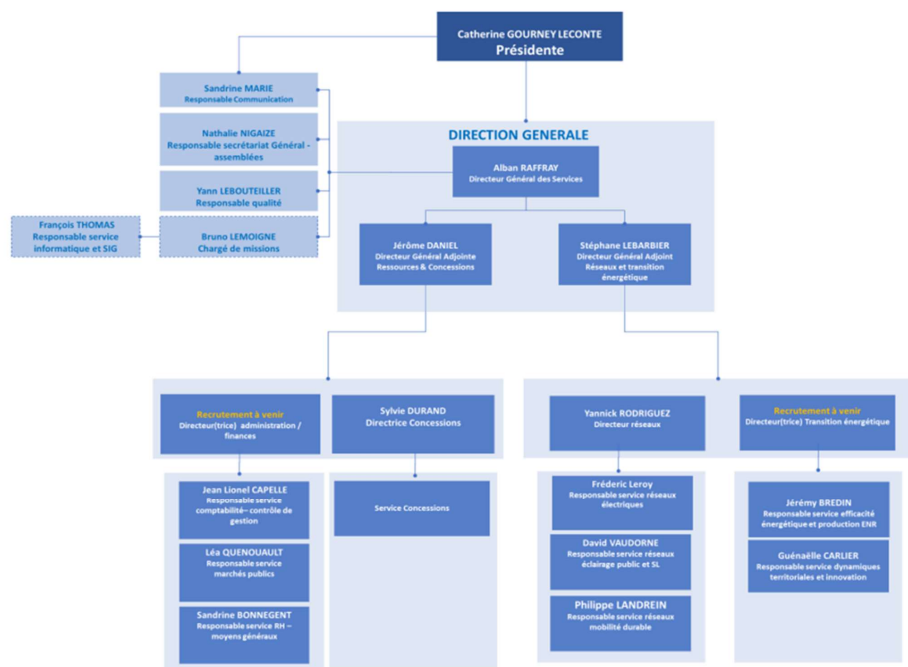
Le SDEC ÉNERGIE a nécessité à ajuster le tableau des effectifs, ayant fait l'objet d'une délibération du Bureau Syndical en date du 5 mai 2023, compte tenu des mouvements du personnel et notamment :

- De l'adaptation de l'organigramme des services et plus particulièrement :
 - o de la préparation du départ en retraite de l'actuel Directeur Général des Services et de la nomination de son remplaçant ;
 - o de la désignation de directeurs généraux adjoints, de directeurs et de responsables de services ;
 - o de la modification de périmètre d'activité de certains services ;
- De la nécessité de répondre par des moyens adaptés au développement de l'activité des services ;
- De la nécessité de remplacer les agents placés en disponibilité pour convenances personnelles.

Le développement des activités du syndicat et la nouvelle organisation des services amènent à des ajustements et des recrutements externes.

Dans ces conditions, et après présentation de l'organigramme des services au Comité social territorial réuni le 13 juin 2023, Madame la Présidente propose au Bureau Syndical de modifier le tableau des effectifs en clôturant et en ouvrant les postes concernés.

Organigramme du SDEC ENERGIE au 1^{er} octobre 2023



Le tableau des effectifs mis à jour s'établit comme suit :

GRADE	CAT.	EFFECTIF BUDGETAIRE	EFFECTIF POURVU			OBSERVATIONS
			Titulaires	Contractuels	Total	
Emploi fonctionnel						
Directeur général des services	A	1	1	0	1	1,00
Filière administrative						
Adjoint administratif	C	1	0	0	0	0,00 dont 1 poste à pourvoir au 18/09/2023
Adjoint administratif principal 2 ^{ème} classe	C	5	3	1	4	4,00 dont 1 poste à pourvoir au 04/09/2023
Adjoint administratif principal 1 ^{ère} classe	C	8	8	0	8	8,00
Rédacteur	B	3	0	0	0	0,00 dont 3 postes à pourvoir au 01/09/2023
Rédacteur principal 2 ^{ème} classe	B	5	5	0	5	4,60
Rédacteur principal 1 ^{ère} classe	B	6	6	0	6	6,00
Attaché	A	3	3	0	3	3,00
Attaché principal	A	4	1	2	3	3,00 dont 1 à pourvoir au 01/10/2023
Filière technique						
Agent de maîtrise	C	3	1	1	2	2,00 dont 1 à pourvoir au 01/09/2023
Technicien	B	13	0	8	8	8,00 dont 5 postes à pourvoir au 01/09/2023
Technicien principal 2 ^{ème} classe	B	3	2	0	2	1,80 dont 1 poste à pourvoir au 01/08/2023
Technicien principal 1 ^{ère} classe	B	8	7	0	7	6,80 dont 1 poste à pourvoir au 01/08/2023
Ingénieur	A	10	4	3	7	7,00 dont 3 postes à pourvoir au 01/09/2023
Ingénieur principal	A	5	4	0	4	4,00 dont 1 poste à pourvoir au 01/10/2023
Ingénieur en chef	A	3	3	0	3	3,00

TOTAL GENERAL	81	48	15	63	62,20
----------------------	-----------	-----------	-----------	-----------	--------------

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 de prendre en compte les adaptations de l'organigramme des services et :
 - o de fermer l'emploi fonctionnel en cours de Directeur Général des Services à la Direction Générale, de catégorie A, à temps complet, ouvert par délibération du Bureau Syndical du 5 juin 2008, à compter du 1^{er} octobre 2023,
 - o d'ouvrir un emploi fonctionnel de Directeur Général des Services à la Direction Générale, de catégorie A, à temps complet, au grade d'ingénieur principal, à compter du 1^{er} octobre 2023,
 - o de clôturer le poste permanent de Directeur Général Adjoint à la Direction Générale, de catégorie A, à temps complet, au grade d'ingénieur en chef, à compter du 1^{er} octobre 2023,
 - o d'ouvrir un poste permanent de chargé de mission à la Direction Générale, de catégorie A, à temps complet à la Direction Générale, au grade d'ingénieur en chef, à compter du 1^{er} octobre 2023,
 - o d'ouvrir un poste permanent de Directeur Général Adjoint Ressources et Concessions à la Direction Générale, de catégorie A, à temps complet, au grade d'attaché principal, à compter du 1^{er} octobre 2023,
 - o de clôturer un poste permanent de Directeur Administration-Finances, de catégorie A, à temps complet au grade d'attaché, à compter du 1^{er} octobre 2023,
 - o d'ouvrir un poste permanent de Directeur Général Adjoint Réseaux et Transition énergétique à la Direction Générale, de catégorie A, à temps complet, au grade d'ingénieur en chef, à compter du 1^{er} octobre 2023,

- d'ouvrir un poste permanent de Directeur Administration/Finances/Ressources Humaines à la Direction Générale, de catégorie A, à temps complet, au grade d'attaché principal, à compter du 1^{er} octobre 2023,
 - de clôturer un poste permanent de Responsable au service Effacement des réseaux de catégorie A, à temps complet, au grade d'ingénieur principal, à compter du 1^{er} octobre 2023,
 - d'ouvrir un poste permanent de Responsable au service Réseaux électriques de catégorie A, à temps complet, au grade d'ingénieur principal, à compter du 1^{er} octobre 2023,
 - de clôturer un poste permanent de Responsable du service Raccordement, à temps complet au grade d'ingénieur en chef, à compter du 1^{er} octobre 2023,
 - d'ouvrir un poste permanent d'ingénieur au service Réseaux électriques de catégorie A, à temps complet, au grade d'ingénieur, à compter du 1^{er} septembre 2023,
- DECIDE de prendre en compte le développement de l'activité des services et :
- d'ouvrir un poste permanent de gestionnaire « paie et carrière » au service Ressources humaines, de catégorie C, à temps complet, au grade d'adjoint administratif, à compter du 18 septembre 2023,
 - de clôturer un poste permanent de gestionnaire « paie et carrière » au service Ressources humaines, de catégorie B, à temps complet, au grade de rédacteur, à compter du 7 juillet 2023,
 - d'ouvrir un poste temporaire pour accroissement temporaire d'activité de chargé de mission au service Efficacité énergétique et production EnR, de catégorie B, à temps complet, au grade de technicien principal 2e classe, à compter du 1^{er} aout 2023,
 - d'ouvrir un poste permanent d'animateur Maison de l'énergie au service Accompagnement à la Transition énergétique, de catégorie B à temps complet, ouvert aux grades d'animateur, animateur principal 2e classe ou animateur principal 1ere classe de la filière animation et aux grades de rédacteur, rédacteur principal 2e classe ou rédacteur principal 1e classe de la filière administrative, à compter du 1er septembre 2023,
- DECIDE de remplacer l'agent mis en disponibilité pour convenances personnelles et :
- d'ouvrir un poste temporaire pour accroissement temporaire d'assistant(e) au service Eclairage public/Signalisation lumineuse, de catégorie C, à temps complet, relevant du grade d'adjoint administratif, adjoint administratif 2ème classe et adjoint administratif 1ère classe à compter du 1er septembre 2023, pour une durée de 12 mois,
- DIT que la dépense sera imputée au chapitre 012 du budget principal 2023 ;
- DECIDE d'adapter en conséquence le tableau des effectifs au 7 juillet 2023, comme présenté ci-dessus ;
- 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.

Emploi fonctionnel de Directeur général des services

L'emploi fonctionnel actuel de Directeur général des services est encadré par la délibération du Bureau Syndical en date du 5 juin 2008. En complément, la création d'un emploi fonctionnel de Directeur général adjoint a été validée par délibération du Bureau Syndical le 19 mai 2011.

Considérant que l'environnement juridique et réglementaire du SDEC ÉNERGIE, a fortement évolué depuis la date de ces deux délibérations, et que des modifications significatives de l'organisation interne du syndicat (exercice de nouvelles compétences, création de nouveaux services, augmentation des effectifs ...) justifient l'abrogation de ces deux délibérations au 1^{er} octobre 2023.

Considérant l'activité du syndicat couvrant le territoire départemental du Calvados représentant 528 communes et une population totale de 711 381 habitants au 1er janvier 2023, Madame la Présidente propose au Bureau Syndical la création d'un emploi fonctionnel de Directeur Général des Services.

Sous l'autorité de la Présidente et des instances délibérantes du syndicat, le Directeur Général des Services dirige l'ensemble du personnel des services (au nombre de 64 agents au 1^{er} janvier 2023), coordonne la mise en place des dossiers et projets, supervise l'exercice des compétences statutaires et les activités, pilote le budget consolidé du syndicat d'un montant de 130 M€ en 2023.

Ce poste d'emploi fonctionnel correspond à un poste de catégorie A, à temps complet rattaché à la Direction Générale, au grade d'ingénieur principal.

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

- ABROGE la délibération n° 2008-06/BS/DB-01 du Bureau Syndical du 5 juin 2008 portant sur la création d'un emploi fonctionnel de Directeur général des services au 1^{er} octobre 2023 ;
- ABROGE la délibération n° 2011-04/DB/BS-03 du Bureau Syndical du 19 mai 2011 portant sur la création d'un emploi fonctionnel de Directeur général adjoint au 1^{er} octobre 2023 ;
- CREE un emploi fonctionnel de Directeur Général des Services au 1^{er} octobre 2023.
- DIT que la dépense sera imputée au chapitre 012 du budget principal 2023,
- 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.

Monsieur Jean LEPAULMIER attire l'attention de ses collègues sur la nécessité pour le syndicat, face aux difficultés de recrutements, de rester attractif, tout en veillant, pour éviter le « turn over » à maintenir la motivation des agents déjà en poste qui ont participé à l'essor du syndicat. LE SDEC ÉNERGIE a la capacité de déployer les moyens nécessaires pour répondre à cet enjeu majeur. Il invite donc le Bureau Syndical à mener une réflexion sur le sujet, et notamment sur la politique salariale du syndicat.

Madame la Présidente confirme que la problématique des ressources humaines aujourd'hui est bien différente de celle d'il y a 3 ans. Une interrogation se pose sur l'adéquation du statut des fonctionnaires avec cette nouvelle réalité. Les aspirations des nouvelles générations sont différentes et le syndicat doit s'adapter pour y répondre au risque de ne plus intéresser les nouveaux talents. Elle a sollicité la présentation d'une grille complète pour avoir une vision générale de la masse salariale.

Les élus du Bureau Syndical échangent ainsi sur les enjeux auxquels le syndicat va devoir faire face, notamment, en matière de fidélisation des ressources humaines (salaire, formation) et plus généralement de « bien-être au travail ».

Monsieur Philippe LAGALLE confirme que la préparation du prochain Rapport d'Orientations Budgétaires sera l'occasion de revoir ce sujet.

Arrivée de Monsieur Jean-Yves HEURTIN.

MISE EN PLACE D'UN PLAN DE MOBILITE DURABLE POUR LES AGENTS

Pour rappel, le parc automobile du SDEC ÉNERGIE est composé de 17 véhicules de service aux utilisations différentes :

- Affectation à un agent (8 – remisage au domicile),
- Affectation à un service (7 – remisage au domicile),
- Non affectation / en flotte (2 – remisage au SDEC ÉNERGIE).

Ce parc a été complété par l'acquisition d'un vélo électrique, non affecté, disponible dans le cadre de la flotte.

Malgré l'évolution des effectifs et le développement des projets, le nombre de véhicules a été maintenu stable et l'affectation par service devient inappropriée, avec un nombre de véhicules à disposition en mode « flotte » insuffisant.

L'audit organisationnel et les comptes rendus d'évaluation professionnelle ont ainsi permis aux agents et services d'exprimer une insatisfaction dans la gestion du parc automobile et de la prise en compte partielle des enjeux de mobilité bas-carbone.

C'est dans ce contexte que la commission a décidé de travailler sur un plan de mobilité durable au sein du syndicat, dans le but notamment d'atteindre les objectifs suivants :

- Dimensionner le parc de véhicules aux besoins de déplacements professionnels des agents ;
- Rechercher une équité de traitement des agents dans les propositions d'amélioration ;
- Adapter le fonctionnement du parc de véhicules aux activités des services ;
- Mettre en œuvre les propositions retenues, à compter du 1er janvier 2024 ;
- Participer aux enjeux de la transition énergétique notamment de la mobilité bas carbone.

Après présentation en commission « Administration générale, finances, cartographie et usages numériques » du 23 mai 2023 puis au Comité Social Territorial du 13 juin dernier, Madame la Présidente propose :

1. D'ajuster le parc automobile aux besoins de déplacements des agents en poursuivant sa décarbonation et en achetant 2 véhicules supplémentaires dont un véhicule BioGNV et un véhicule hybride, permettant de promouvoir l'utilisation des 3 énergies décarbonées (H2, Bio GNV, Electricité),
2. D'optimiser progressivement la gestion du parc automobiles en réduisant le nombre de véhicules affectés et en augmentant le nombre de véhicules « flotte »,
3. D'inciter les agents à utiliser des modes de déplacements durables en :
 - Instaurant le forfait « Mobilité durable » selon le décret n°2022-1557 du 13 décembre 2022 pour les agents :
 - pratiquant la mobilité partagée - covoiturage (conducteur ou passager),
 - utilisant des modes de transports durables (vélo, vélo assistance électrique, trottinette, monoproue, gyropode, hoverboard).

Pour information et à titre indicatif, le montant de ce forfait varie selon le nombre de jours d'utilisation de transports durables :

 - ✓ 100 € lorsque l'utilisation du moyen de transport durable est comprise entre 30 et 59 jours
 - ✓ 200 € lorsque l'utilisation du moyen de transport durable est comprise entre 60 et 99 jours
 - ✓ 300 € lorsque l'utilisation du moyen de transport durable est d'au moins 100 jours
 - En mettant à disposition gratuitement jusqu'au 31 décembre 2026, la recharge électrique de leurs véhicules personnels leur servant pour venir travailler. Des bornes de recharge électrique sont implantées :
 - Sur le parking aérien du SDEC ÉNERGIE pour les voitures électriques,
 - Dans le parking souterrain du SDEC ÉNERGIE pour les autres modes de transports électriques (vélos, trottinettes ...).
4. D'acquérir un logiciel de gestion des véhicules (réservation, entretien, renouvellement, optimisation des déplacements, traceurs GPS ...).

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

- DECIDE d'optimiser, de manière progressive, la gestion du parc « automobiles » en réduisant le nombre de véhicules affectés et en augmentant le nombre de véhicules « flotte », à compter du 1er janvier 2024 ;
- DECIDE d'acquérir, dès 2023, deux véhicules supplémentaires affectés à la flotte ;
- DECIDE d'instaurer le forfait « Mobilité durable » en application du décret n°2022-1557 du 13 décembre 2022 pour les agents pratiquant la mobilité partagée - covoiturage (conducteur ou passager) et pour ceux utilisant des modes de transports durables (vélo, vélo assistance électrique, trottinette, monoproue, gyropode, hoverboard), à compter du 1er janvier 2024 selon les montants de l'indemnité en vigueur ;
- DECIDE de mettre à disposition des agents gratuitement du 1er janvier 2024 au 31 décembre 2026, la recharge électrique de leurs véhicules personnels leur servant pour venir travailler. Des bornes de recharge électrique seront implantées sur le parking aérien du SDEC ÉNERGIE pour les voitures électriques et dans le parking souterrain du SDEC ÉNERGIE pour les autres modes de transports électriques (vélos, trottinettes ...);
- DECIDE de s'équiper d'un logiciel de gestion des véhicules permettant la réservation des véhicules, la planification de leur entretien, renouvellement, et optimisation des déplacements, ...);
- 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.

PLAN DE FORMATION 2023

Le plan de formation 2023 du SDEC ÉNERGIE, proposé en annexe 7 de la note de synthèse jointe à la convocation des élus, 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.

Les évaluations professionnelles qui se sont déroulées fin 2022 et début 2023 ont conduit à prioriser certaines actions autour des thématiques suivantes : Achats, Ressources humaines, Finances, Hygiène et sécurité, Eclairage public/signalisation lumineuse, Informatique, Energie, Communication, Encadrement, Urbanisme.

A ces thématiques s'ajoutent des formations d'accompagnements spécifiques pour la Direction générale et les cadres.

L'ensemble de ces actions sera mis en œuvre en 2023, sous réserve des nécessités de service inhérentes au syndicat et dans le respect de l'enveloppe budgétaire dédiée, soit 50 000 €, à laquelle vient s'ajouter la cotisation obligatoire au CNFPT (1 % de la masse salariale).

Suite à l'avis favorable de la commission Administration générale en date du 23 mai 2023 et du Comité Social Territorial réuni le 13 juin dernier, Madame la Présidente invite le Bureau Syndical à se prononcer sur ce projet de plan de formation pour 2023.

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

- APPROUVE le plan de formation 2023 des agents du SDEC ÉNERGIE ;
- INSCRIT au budget les crédits correspondants ;
- DIT que la dépense sera imputée à l'article 6184 du budget principal 2023 ;
- 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.

RELATIONS USAGERS ET PRECARITE ENERGETIQUE

Monsieur Cédric POISSON, Vice-Président en charge des relations usagers et de la précarité énergétique, présente les travaux de la commission, réunie le 22 juin 2023 et qui nécessitent délibérations du Bureau Syndical.

SOUTIENS FINANCIERS A LA RENOVATION ENERGETIQUE

Dans le cadre des conventions qui lient le SDEC ÉNERGIE aux différents opérateurs agissant pour lutter contre la précarité énergétique, et au regard de l'urgence sociale, Madame la Présidente propose de se prononcer pour l'attribution de l'aide sollicitée par le CDHAT :

Commune	N° dossier	Travaux de maîtrise de l'énergie éligibles	Montant des travaux TTC	Gain énergétique	DPE		Montant de l'aide proposée*
					Avant Tvx	Après Tvx	
Vire Normandie (Vire)	38	<ul style="list-style-type: none"> - Isolation des murs donnant sur l'extérieur pour le 1^{er} niveau - Remplacement de 3 radiateurs - Installation de robinets thermostatiques - Installation d'une ventilation hygro B - Remplacement des volets bois par des volets roulants motorisés isolés 	29 590 €	38 %	E	C	2 250 €

* dont frais de gestion de 250 € du CDHAT.

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

- APPROUVE l'attribution de l'aide ci-dessus (frais de gestion inclus) pour un montant global de 2 250€ pour le dossier déposé par le CDHAT sur la commune de Vire Normandie ;
- DIT que la dépense sera imputée à l'article 20422 - Subventions à des tiers privés - compétence solidarité - dans le cadre de la convention de partenariat en date du 6 février 2023 liant le SDEC ÉNERGIE et le CDHAT ;
- 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.

AIDE A LA RENOVATION ENERGETIQUE DES LOGEMENTS COMMUNAUX A VOCATION SOCIALE

Akteur local de lutte contre la précarité énergétique depuis de nombreuses années, le SDEC ÉNERGIE, apporte son soutien financier aux impayés d'énergie et contribue au financement de travaux pour l'amélioration thermique des logements.

Dans le cadre de la fusion du local de la poste avec l'ancien logement communal pour ne faire qu'un seul logement destiné à de la location à caractère social, la commune de Sainte-Honorine-du-Fay sollicite le SDEC ÉNERGIE pour l'attribution d'une aide à la rénovation énergétique de cet espace vétuste et très énergivore.

De la même manière, la commune d'Aubigny sollicite le syndicat pour l'attribution d'une aide à la rénovation énergétique de son logement communal.

Les conventions proposées avec les communes porteuses des projets fixent les modalités de ces partenariats (annexes 10 et 11 de la note de synthèse jointe à la convocation des élus).

Le montant des travaux de maîtrise de l'énergie nécessaires :

- **Pour la commune de Sainte-Honorine-du-Fay**, au remplacement des menuiseries, l'isolation des murs par l'intérieur, l'isolation de la toiture, l'isolation de la toiture terrasse, l'installation d'une VMC simple flux et l'installation d'une pompe à chaleur air/eau s'élève à 68 340 €.
Ces travaux permettront au logement d'atteindre 64 % de gain énergétique, soit une étiquette énergétique finale C.
- **Pour la commune d'Aubigny**, à l'isolation de combles, l'installation d'une VMC simple flux hygro B, l'installation d'une pompe à chaleur air/eau, l'installation d'un ballon thermodynamique et l'installation de robinets thermostatiques, s'élève à 17 900 €.
Ces travaux permettront au logement d'atteindre 83 % de gain énergétique, soit une étiquette énergétique finale A.

Conformément aux dispositions du guide des contributions et aides financières adopté par le Comité Syndical du 30 mars 2023 (30 % de l'autofinancement de la commune, plafonnée à 5 000 € et dans la limite des 80 % d'aides publiques), Madame la Présidente propose d'apporter :

- une aide de 5 000 € à la commune de Sainte-Honorine-du-Fay ;
- une aide de 2 100 € à la commune d'Aubigny.

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

- APPROUVE l'attribution d'une aide de 5 000 € à la commune de Sainte-Honorine-du-Fay pour son projet de rénovation du local de la poste et de l'ancien logement communal pour ne faire qu'un seul logement ;
- APPROUVE l'attribution d'une aide de 2 100 € à la commune d'Aubigny pour son projet de rénovation logement communal situé au sein de l'école ;
- ACTE le fait que chacun des logements aura pour finalité de loger des personnes ou ménages à revenus modestes et devra afficher des loyers modérés. Les ressources des locataires devront correspondre à ceux du barème PLUS (Prêt locatif à usage social) et le loyer pratiqué ne devra pas dépasser le plafond de loyer « social » ;
- APPROUVE les conventions proposées ;
- DIT que les dépenses seront imputées à l'article 204148 du Budget Principal ;
- CHARGE Madame 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.

CONVENTION FSE (FONDS DE SOLIDARITE ENERGIE) 2023

Le SDEC ÉNERGIE s'est fixé l'objectif de réduire les situations de précarité énergétique sur le territoire. Pour cela, il abonde le Fonds de Solidarité Énergie (FSE) depuis 1994. En 2023, il y consacre ainsi un budget de 40 000 € maximum.

La convention actuelle avec le CD14 arrivant à son terme, la commission propose de poursuivre ce partenariat sur la base d'une nouvelle convention, dont le projet est joint en annexe 12 de la note de synthèse jointe à la convocation des élus. Cette convention est proposée pour une durée d'un an renouvelable 2 fois maximum.

Cette convention s'appuie par ailleurs sur un nouveau règlement intérieur du FSL qui se substitue et remplace les précédents règlements intérieurs des fonds de solidarité logement, fonds de solidarité énergie et fonds de solidarité eau.

A noter, notamment, que ce nouveau règlement intérieur permet d'élargir le bénéfice du FSE à plus de foyers démunis.

La participation du SDEC ÉNERGIE au dispositif du Fonds de Solidarité Énergie (FSE) pour l'année 2023, précise les conditions de versement de sa dotation financière, à savoir :

- Versement de 10 000 € à la signature de la convention (correspondant à 25 % de la dotation prévisionnelle de l'année 2023),
- Versement du solde début 2024 (maximum 30 000 €), et dans le mois suivant la communication par le Département des éléments nécessaires. Son montant sera déterminé au regard du taux d'exécution du budget.

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

- ACTE la nouvelle convention proposée avec le Conseil départemental du Calvados ;
- APPROUVE les modalités du partenariat avec le Conseil départemental du Calvados et le versement fractionné d'une subvention d'un montant de 40 000 € (soit 25 % de la subvention (10 000 €) à la signature de la convention et le solde calculé au regard des résultats transmis par le département en 2024) ;
- DIT que les dépenses seront imputées à l'article 657382 du 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.

TRANSITION ÉNERGETIQUE

Monsieur Marc LECERF, Vice-Président en charge de la Transition énergétique, présente les travaux de la commission, réunie le 23 juin 2023 et qui nécessitent délibérations du Bureau Syndical.

SUBVENTIONS 2023 – COMMENT C'EST PRES – CDC CŒUR DE NACRE

La Communauté de Communes Cœur de Nacre organise le samedi 23 août 2023, de 10h à 22h, dans le Parc Pillier et la salle Aubert à Saint-Aubin-sur-Mer, la 2^{ème} édition de son événement « Comment c'est près ».

Cette manifestation gratuite, familiale et conviviale, relative à la transition environnementale avec pour thème principal la sobriété énergétique, est impulsée par la Communauté de Communes Cœur de Nacre qui a confié l'organisation à l'association Les pluies de juillet/La Marette.

Cœur de Nacre réalise depuis plusieurs années diverses actions qui permettent de s'inscrire vers la transition énergétique et environnementale comme la rénovation énergétique de ses bâtiments, l'intégration de panneaux photovoltaïques sur ses toitures ou son investissement pour favoriser les mobilités douces et non carbonées.

Cet événement a pour cible les habitants de l'intercommunalité ainsi que les résidents secondaires avec pour objectifs :

- d'attirer les habitants de l'intercommunalité et les sensibiliser aux thématiques du développement durable (la sobriété, l'alimentation, la biodiversité, le recyclage, la mobilité, l'énergie, l'écoconstruction),
- de mettre en lumière les acteurs du territoire qui agissent dans ce sens,
- de construire un événement éco-responsable qui respecte ces valeurs.

Sont prévus au programme : animations, ateliers, balades, conférence, concert, spectacles...

Le coût prévisionnel de la manifestation s'élevant à 32 000 € avec un autofinancement de la Communauté de communes à hauteur de 11 500 €, Madame la Présidente propose au Bureau Syndical d'apporter son soutien par une aide de 2 000 €.

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

- APPROUVE la participation du SDEC ÉNERGIE à la 2^{ème} édition de « Comment c'est près » par l'attribution d'une aide financière de 2 000 € ;
- DIT que la dépense de fonctionnement sera imputée à l'article 65738 - Subventions aux organismes publics 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.

OUILLY LE TESSON : CONVENTION DE REPARTITION DE LA SUBVENTION FONDS VERT POUR LE PROJET DE RESEAU DE PRODUCTION DE CHALEUR

Pour rappel, la commune d'Ouilly-le-Tesson a sollicité le SDEC ÉNERGIE pour la construction d'une chaufferie bois, opération s'inscrivant dans le cadre de la rénovation énergétique globale de plusieurs bâtiments communaux, cette chaufferie bois associée à un réseau technique de distribution chaleur alimentera 4 bâtiments (école, logements et salle polyvalente) – Délibération n°2022-04-BS-DB-18 du Bureau Syndical du 3 juin 2022.

Ce projet s'inscrit dans un programme de rénovation globale de bâtiments communaux pour lequel la commune est éligible aux subventions de l'État à travers la dotation de soutien à l'investissement local (DSIL), la dotation d'équipement des territoires ruraux (DETR) et le programme Fonds Vert.

Faute d'un commencement des travaux avant le 31 janvier 2022, la commune a perdu le bénéfice de la dotation de soutien à l'investissement local (DSIL) qui lui avait été attribuée pour ce projet.

La réalisation du projet qui comprend la rénovation d'un bâtiment et la création d'un réseau de production de chaleur a été conditionnée à l'obtention de nouvelles subventions sollicitées par la commune d'Ouilly Le Tesson auprès des services de l'Etat en début d'année 2023 (DSIL + Fonds vert).

Par décision préfectorale, la commune s'est vu attribuer la somme de 487 104 € au titre du Fonds Vert (pas de DSIL) pour réaliser l'intégralité de son projet (réseau de chaleur + rénovation).

La Préfecture demande que la répartition de cette nouvelle dotation soit actée à l'aide d'une convention entre la collectivité et le syndicat ; ce qui permettra au SDEC ÉNERGIE de bénéficier du fonds vert sur la partie des travaux dont il a la maîtrise d'ouvrage.

Madame la Présidente propose au Bureau Syndical une convention pour la répartition du Fonds vert entre le projet de rénovation sous maîtrise d'ouvrage de la commune et le projet de création du réseau de production de chaleur sous maîtrise d'ouvrage du SDEC ÉNERGIE.

Le plan de financement prévisionnel de création de la chaufferie bois et du réseau technique de distribution de chaleur s'en trouve modifié comme suit :

DÉPENSES	MONTANT HT	RECETTES	MONTANT
Maîtrise d'œuvre	19 236 €	RÉGION NORMANDIE	19 534,35 €
Études complémentaires / CT / SPS	6 915 €	ADEME	44 052,00 €
Travaux – Lot 1	93 691 €	ÉTAT (DSIL)	0,00 €
Travaux – Lot 2	241 701 €	ÉTAT (DETR)	43 493,92 €
		ÉTAT (FONDS VERT)	146 000,00 €
		SDEC ÉNERGIE	108 462,73 €
TOTAL	361 543 €	TOTAL	361 543 €

Le projet de convention correspondant a été joint en annexe 13 de la note de synthèse.

A noter que Monsieur Jean-Yves HEURTIN, Maire d'Ouilly-le-Tesson, ne participe pas au vote.

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

- DECIDE d'abroger les dispositions de la délibération n°2022-04-BS-DB-18 du Bureau Syndical du 3 juin 2022 relatives au plan de financement de la création de la chaufferie bois et du réseau technique de distribution de chaleur ;
- APPROUVE la signature d'une convention entre la commune d'OUILLY-LE-TESSON et le SDEC ENERGIE pour permettre au syndicat de percevoir la subvention Fonds Vert à laquelle le projet est éligible ;
- VALIDE le nouveau plan de financement prévisionnel de la création de la chaufferie bois et du réseau technique de distribution de chaleur ;
- 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 SUR LES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE

Monsieur Gérard POULAIN, Vice-Président en charge des travaux sur les réseaux publics d'électricité, présente les travaux de la commission, réunie le 23 juin 2023 et qui nécessitent délibérations du Bureau Syndical.

PROGRAMME DE RACCORDEMENT DU RESEAU PUBLIC D'ELECTRICITE - 7EME TRANCHE 2023

La septième tranche de travaux 2023, pour le raccordement du réseau public d'électricité concerne 15 projets, pour un montant total de 568 962 € HT.

La liste de ces projets a été transmise aux membres du Bureau Syndical, préalablement à la réunion - annexe 14 de la note explicative de synthèse.

Madame la Présidente soumet la validation de cette liste au Bureau Syndical.

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

- DECIDE d'adopter la septième tranche de travaux 2023 de raccordement du réseau public d'électricité proposée (15 projets pour un montant de 568 962 € HT) ;
- DIT que les dépenses d'investissement seront imputées aux articles 2315 et 4581 - Travaux Electricité 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.

PROGRAMME DE RENFORCEMENT DU RESEAU PUBLIC D'ELECTRICITE - 3EME TRANCHE 2023

La troisième tranche de travaux 2023 pour le renforcement du réseau public d'électricité concerne 9 projets, pour un montant de 572 733 € HT.

La liste de ces projets a été transmise aux membres du Bureau Syndical, préalablement à la réunion - annexe 15 de la note explicative de synthèse.

Madame la Présidente soumet la validation de cette liste au Bureau Syndical.

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

- DECIDE d'adopter la troisième tranche de travaux 2023 de renforcement du réseau public d'électricité proposée (9 projets, pour un montant de 572 733 € HT) ;
- DIT la troisième tranche de travaux 2023 de renforcement du réseau public d'électricité proposée (9 projets, pour un montant de 572 733 € HT) ;
- DIT que les dépenses d'investissement seront imputées à l'article 2315 - Travaux Electricité 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.

DELEGATIONS TEMPORAIRES DE MAITRISE D'OUVRAGE

> Travaux réalisés par le SDEC ENERGIE sous mandat de la collectivité.

Le Bureau Syndical est invité à se prononcer sur la convention de délégation temporaire de maîtrise d'ouvrage suivante, susceptible d'être mise en œuvre pour les travaux d'effacement coordonné des réseaux :

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
SAINT-MARCOUF	C	EGLISE (Mise en place d'un fourreau pour l'éclairage public)	EP	80 774,18 €	2 062,86 €	3 %

Le projet de convention a été joint en annexe 16 de la note de présentation, adressée aux élus avec 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 ENERGIE assurera temporairement la maîtrise d'ouvrage de l'enfouissement du réseau d'éclairage public dans le cadre de l'opération d'effacement coordonné des réseaux de la commune de Saint-Marcouf « Eglise » pour la mise en place d'un fourreau pour l'éclairage public ;
- ADOPTE la convention correspondante ;
- DIT que la dépense sera imputée à l'article 4581 - Travaux sous mandat Eclairage du 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.

> Conventions avec les lotisseurs privés pour la desserte intérieure de lotissements privés

Le Bureau Syndical est invité 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 de lotissements privés. 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
ARGANCHY	La Mauvielle	SAS RAMSES 11 lots	Pose de 167 ml de réseaux électriques BT	20 676,38 €

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 20 676,38 € HT ;
- DIT que la contribution du maître d'ouvrage délégué prévue à l'article 6 de ladite convention sera imputée à l'article 1318 du 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.

ECLAIRAGE PUBLIC ET SIGNALISATION LUMINEUSE

M. Jean LEPAULMIER, Vice-Président en charge de l'éclairage public et de la signalisation lumineuse, présente les travaux de la commission, réunie le 23 juin 2023 et qui nécessitent délibérations du Bureau Syndical.

ECLAIRAGE PUBLIC ET SIGNALISATION LUMINEUSE – 5EME TRANCHE DE TRAVAUX 2023 < 40 k€ HT

Monsieur le Vice-Président présente au Bureau Syndical la cinquième tranche de travaux 2023, pour la réalisation de projets d'un montant inférieur à 40 k€ HT (annexe 17 de la note de synthèse explicative) :

Programme travaux		Nombre de projets	Montant TTC
Eclairage Public	Extension / renouvellement	55	168 690 €
	Tranche R30 : renouvellement > 30 ans	10	111 086 €
Signalisation Lumineuse		7	20 688 €
Total		72	300 463 €

Le Bureau Syndical prend acte de cette communication.

ECLAIRAGE PUBLIC (EP) ET SIGNALISATION LUMINEUSE (SL) – 5EME TRANCHE DE TRAVAUX 2023 > 40 k€ HT

Madame la Présidente propose au Bureau Syndical une cinquième tranche de travaux 2023, pour la réalisation des projets d'éclairage public suivants :

Programme d'investissement	Commune/Localisation	Projet	Montant TTC
Extension / Renouvellement Eclairage Public	GRAINVILLE-SUR-ODON	Phase 3 - réaménagement du centre bourg sans terrassement	63 941,14 €
	BAYEUX	Renouvellement éclairage public place de gaulle	108 060,43 €
Renouvellement plus de 30 ans (R30)	SAINT-ARNOULT	Programme de renouvellement 2023	90 856,24 €
TOTAL			262 857,81 €

A noter que Monsieur Jean LEPAULMIER, Maire adjoint de Bayeux, ne participe pas au vote.

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

- ADOPTE la cinquième tranche 2023 du programme d'extension, de renouvellement d'éclairage public » pour un montant total de 262 857,81 € TTC ;
- DIT que la dépense sera imputée à l'article 2317 du Budget Principal - Travaux sur réseaux mis à disposition pour le programme d'extension et de renouvellement « Eclairage Public » ;
- 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.

DELEGATIONS TEMPORAIRES DE MAITRISE D'OUVRAGE

- Travaux réalisés par le SDEC ENERGIE sous mandat de la collectivité.

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 des travaux d'éclairage public :

Commune	Cat.	Nature du projet	Réseau concerné par la DTMO	Coût global de l'opération TTC	Montant TTC du devis du réseau proposé par la commune	Proportion EP / Coût global du projet
BENOUVILLE	B1	ZAC du Fond du Pré	EP	1 204 766,20 €	80 038,08 €	7 %

Le projet de convention était joint en annexe 18 de la note de synthèse explicative.

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

- DECIDE que le SDEC ÉNERGIE cédera temporairement, la maîtrise d'ouvrage des travaux d'éclairage public à la commune de Bénouville dans le cadre de l'aménagement de la Zac du Fond du Prê (concession d'aménagement avec la SHEMA) ;
- ADOPTE la convention correspondante ;
- DIT que la dépense sera imputée à l'article 4581 - Travaux sous mandat Eclairage du 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.

ÉTATS CONTRADICTOIRES - APPROBATION DES BIENS ÉCLAIRAGE PUBLIC

Les communes de Vaux-sur-Seulles et Port-en-Bessin-Huppain ont transféré leur compétence « Eclairage Public » au SDEC ÉNERGIE par délibérations respectives en date des 1^{er} mars 2016 et 16 février 2017.

Ces transferts ont fait l'objet d'une délibération concordante du Bureau Syndical du SDEC ÉNERGIE le 22 avril 2016 pour la commune de Vaux-sur-Seulles et le 31 mars 2017 pour celle de Port-en-Bessin-Huppain.

Pour rendre effectifs ces transferts de compétences, il est nécessaire que soient établis des états contradictoires du patrimoine, sur lesquels les communes et le syndicat doivent délibérer de manière concordante.

Pour faire suite aux récentes délibérations des communes, Madame la Présidente propose au Bureau Syndical d'adopter les états contradictoires du patrimoine d'éclairage public comme suit :

Commune	Date de la délibération de la commune	Montant estimé par la commune	Montant estimé par le SDEC ÉNERGIE	Montant proposé
Port-en-Bessin-Huppain	13 décembre 2018	660 490,29 €	-	660 490,29 €
Vaux-sur-Seulles	15 octobre 2019	65 596,33 €	52 025,72 €	65 596,33 €

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

- DECIDE d'adopter les états contradictoires de remise des biens des patrimoines éclairage public proposés, en fixant la valeur nette du réseau d'éclairage public à :
 - o 65 596,33 € pour la commune de Vaux-sur-Seulles ;
 - o 660 490,29 € pour la commune de Port-en-Bessin-Huppain ;
- 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.

DEVELOPPEMENT ECONOMIQUE

Monsieur Jean-Yves HEURTIN, Vice-Président en charge du développement économique, présente les travaux de la commission, réunie le 22 juin 2023 et qui nécessitent délibérations du Bureau Syndical.

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 (annexe 8 de la note de synthèse explicative).

Pour les 8 projets, d'un montant de 391 405,79 € HT, la participation du SDEC ÉNERGIE (Part Couverte par le Tarif incluse) s'élève à 183 531,34 € pour les extensions du réseau et à 2 350,00 € HT pour les renforcements du réseau.

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 ces 8 projets proposés pour un montant de 183 531,34 € HT pour les extensions du réseau et de 2 350,00 € HT pour le renforcement du réseau, les projets relevant d'activités économiques et d'ouvrages communaux et intercommunaux et ce, dans les conditions définies par les Comités Syndicaux des 1er avril 2021 (barème des extensions de réseaux électriques) et 30 mars 2023 (contributions et aides financières) ;
- DIT que les participations des pétitionnaires ou des collectivités seront imputées à l'article 13182 du budget principal 2022 ;
- 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 PRIVÉS

La liste des dossiers, susceptibles de bénéficier d'aides aux extensions pour sites privés, a été adressée aux élus du Bureau Syndical, préalablement à la réunion (annexe 9 de la note de synthèse explicative).

Pour les 6 projets, d'un montant de 47 220,51 € HT pour les extensions, la participation du SDEC ÉNERGIE (Part Couverte par le Tarif - PCT incluse) s'élève à 32 179,76 € pour les extensions du réseau et à 57 026,77 € HT pour les renforcements du réseau.

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 6 projets proposés pour un montant respectivement de 32 179,76 € pour les extensions du réseau et de 57 026,77 € pour le renforcement du réseau, les projets relevant de sites privés et ce, dans les conditions définies par les Comités Syndicaux des 1er avril 2021 (barème des extensions de réseaux électriques) et 30 mars 2023 (contributions et aides financières) ;
- DIT que les participations des pétitionnaires et des communes seront imputées à l'article 13182 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.



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

Sans observations particulières, Madame la Présidente lève la séance à 12h00.

Le Secrétaire de séance,

La Présidente,

Cédric POISSON

Catherine GOURNEY-LECONTE

PROJET

JANVIER			FEVRIER			MARS			AVRIL			MAI			JUIN			JUILLET		
1	Lundi S 01		1	Jeudi		1	Vendredi		1	Lundi S 14	Lundi de Pâques	1	Mercredi	FETE DU TRAVAIL	1	Samedi		1	Lundi S 27	
2	Mardi		2	Vendredi		2	Samedi		2	Mardi	CS QUORUM	2	Jeudi		2	Dimanche		2	Mardi	CAO CS QUORUM
3	Mercredi		3	Samedi		3	Dimanche		3	Mercredi		3	Vendredi		3	Lundi S 23		3	Mercredi	
4	Jeudi		4	Dimanche		3	Lundi S 10		4	Jeudi	Dév Eco Usagers	4	Samedi		4	Mardi		4	Jeudi	
5	Vendredi		5	Lundi S 06		5	Mardi		5	Vendredi	UAMC Salon - AG	5	Dimanche		5	Mercredi		5	Vendredi	BS
6	Samedi		6	Mardi		6	Mercredi		6	Samedi		6	Lundi S 19		6	Jeudi		6	Samedi	
7	Dimanche		7	Mercredi		7	Jeudi		7	Dimanche		7	Mardi		7	Vendredi		7	Dimanche	
8	Lundi S 02		8	Jeudi	CS - DOB	8	Vendredi		8	Lundi S 15		8	Mercredi	VICTOIRE 1945	8	Samedi		8	Lundi S 28	
9	Mardi	AFIC Conc Elec et Gaz	9	Vendredi		9	Samedi		9	Mardi	AFIC Conc Elec et Gaz	9	Jeudi	ASCENSION	9	Dimanche		9	Mardi	
10	Mercredi	TE Mobilités	10	Samedi		10	Dimanche		10	Mercredi	TE Mobilités	10	Vendredi		10	Lundi S 24		10	Mercredi	
11	Jeudi	Dév Eco Usagers	11	Dimanche		11	Lundi S 11		11	Jeudi		11	Samedi		11	Mardi		11	Jeudi	
12	Vendredi	Trx Elec EP/SL	12	Lundi S 07		12	Mardi	CAO	12	Vendredi	Trx Elec EP/SL	12	Dimanche		12	Mercredi		12	Vendredi	
13	Samedi		13	Mardi	CS QUORUM	13	Mercredi		13	Samedi		13	Lundi S 20		13	Jeudi		13	Samedi	
14	Dimanche		14	Mercredi		14	Jeudi		14	Dimanche		14	Mardi	AFIC Conc Elec et Gaz	14	Vendredi	Journée du personnel	14	Dimanche	FETE NATIONALE
15	Lundi S 03		15	Jeudi	BS	15	Vendredi		15	Lundi S 16		15	Mercredi	TE Mobilités	15	Samedi		15	Lundi S 029	
16	Mardi	CAO Vœux parten. 12h00	16	Vendredi		16	Samedi		16	Mardi	CAO	16	Jeudi	Dév Eco Usagers	16	Dimanche		16	Mardi	
17	Mercredi		17	Samedi		17	Dimanche		17	Mercredi		17	Vendredi	Trx Elec EP/SL	17	Lundi S 25		17	Mercredi	
18	Jeudi		18	Dimanche		18	Lundi S 12		18	Jeudi		18	Samedi		18	Mardi	AFIC Conc Elec et Gaz	18	Jeudi	
19	Vendredi		19	Lundi S 08		19	Mardi		19	Vendredi	BS	19	Dimanche	PENTECOTE	19	Mercredi	TE Mobilités	19	Vendredi	
20	Samedi		20	Mardi	AFIC Conc Elec et Gaz	20	Mercredi		20	Samedi		20	Lundi	LUNDI DE PENTECOTE	20	Jeudi	Dév Eco CS	20	Samedi	
21	Dimanche		21	Mercredi	TE Mobilités	21	Jeudi	REUNION ENTREPRISES	21	Dimanche		21	Mardi		21	Vendredi	Trx Elec EP/SL	21	Dimanche	
22	Lundi S 04		22	Jeudi	Dév Eco Usagers	22	Vendredi		22	Lundi S 17		22	Mercredi		22	Samedi		22	Lundi S 30	
23	Mardi		23	Vendredi	Trx Elec EP/SL	23	Samedi		23	Mardi		23	Jeudi		23	Dimanche		23	Mardi	
24	Mercredi		24	Samedi		24	Dimanche		24	Mercredi		24	Vendredi		24	Lundi S 26	Usagers	24	Mercredi	
25	Jeudi		25	Dimanche		25	Lundi S 13		25	Jeudi		25	Samedi		25	Mardi	CONGRES FNCCR	25	Jeudi	
26	Vendredi	BS Vœux agents 12h	26	Lundi S 09		26	Mardi		26	Vendredi		26	Dimanche		26	Mercredi	BESANCON	26	Vendredi	
27	Samedi		27	Mardi		27	Mercredi		27	Samedi		27	Lundi		27	Jeudi		27	Samedi	
28	Dimanche		28	Mercredi		28	Jeudi	CS - BP	28	Dimanche		28	Mardi	CAO CCTE	28	Vendredi		28	Dimanche	
29	Lundi S 05		29	Jeudi		29	Vendredi		29	Lundi S 18		29	Mercredi		29	Samedi		29	Lundi S 31	
30	Mardi					30	Samedi		30	Mardi		30	Jeudi		30	Dimanche		30	Mardi	
31	Mercredi					31	Dimanche	Pâques				31	Vendredi	BS				31	Mercredi	

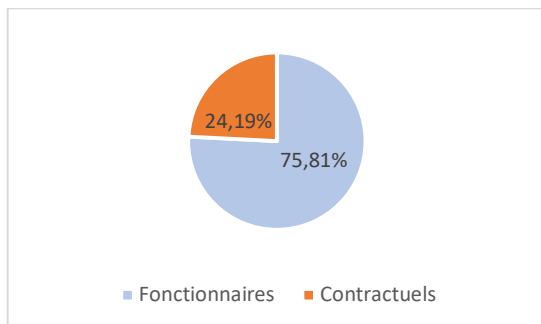


SYNTHESE DU RAPPORT SOCIAL UNIQUE 2022

Cette synthèse du Rapport sur l'Etat de la Collectivité reprend les principaux indicateurs du Rapport Social Unique au 31 décembre 2022. Elle a été réalisée via l'application www.bs.donnees-sociales des Centres de Gestion par extraction des données 2022 transmises en 2023 par la collectivité au Centre de Gestion du Calvados.

I/ EFFECTIFS

- ⇒ 62 agents employés par la collectivité au 31 décembre 2022
- 47 fonctionnaires dont 1 emploi fonctionnel
- 15 contractuels (CDD et CDI)
- ⇒ 6 agents mis à disposition par le Centre de Gestion



II/ CARACTERISTIQUES DES AGENTS

- ⇒ Répartition par filière et statut

Répartition par statut				
Filière	Fonctionnaires	Contractuels	Total	
			Nombre	Pourcentage
Administrative	25	2	27	44%
Technique	22	13	35	56%
Total	47	15	62	100%

- ⇒ Répartition des agents par catégorie

Répartition par catégorie			
Filière	Catégorie A	Catégorie B	Catégorie C
Administrative	6	11	10
Technique	15	18	2
Total	21	29	12
	34%	47%	19%

⇒ Répartition par genre et par statut

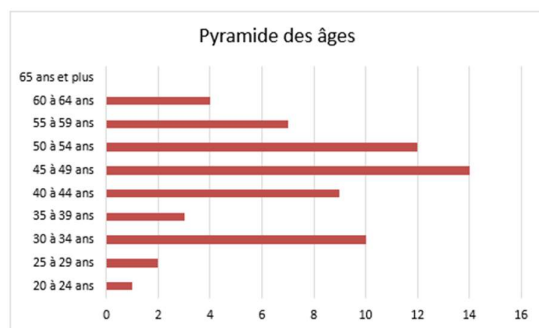
Répartition par genre et statut			
	Hommes	Femmes	Total
Fonctionnaires	21	26	47
Contractuels	10	5	15
	31	31	62

III/ ORGANISATION DU TEMPS DE TRAVAIL

- ⇒ Durée légale : 1 607 heures
- ⇒ 100% des postes à temps complet quel que soit le statut et les missions de l'agent
- ⇒ 92% des agents à temps plein
- ⇒ 8% des agents à temps partiel :
 - Uniquement sur autorisation
 - Uniquement des fonctionnaires
 - Uniquement des femmes
 - Au moins 80% de quotité de travail
- ⇒ 60% des agents bénéficient du télétravail
- ⇒ 54 agents bénéficient du Compte Epargne Temps
- ⇒ Aucune journée de congés supplémentaires accordée au-delà des congés légaux (exemple : journée du maire)
- ⇒ Augmentation du taux d'absentéisme

IV/ PYRAMIDE DES AGES

- ⇒ En moyenne, les agents de la collectivité ont 46 ans
- ⇒ 42 % des agents ont entre 45 et 55 ans



V/ EVOLUTION PROFESSIONNELLE

- ⇒ 10 agents ont bénéficié d'avancement d'**échelon**
- ⇒ 2 agents ont bénéficié d'avancement de **grade**
- ⇒ Aucun agent n'a bénéficié de promotion interne malgré les candidatures soutenues par le SDEC ENERGIE
- ⇒ Aucun agent n'est lauréat sur la liste d'aptitude des concours et examens professionnels

VI/ REMUNERATION

- ⇒ Les charges de personnel représentent 25 % des dépenses de fonctionnement
- ⇒ Le montant de la masse salariale (rémunération et charges sociales patronales) est de 3 846 761€
- ⇒ Le montant moyen de rémunération brute est de 59 181€
- ⇒ La composition de la rémunération est la suivante :
 - * 70 % de traitement de base
 - * 30 % de régime indemnitaire

VII/ AGENTS EN SITUATION DE HANDICAP

Seules les collectivités de plus de 20 agents équivalent temps plein sont soumises à l'obligation d'emploi de travailleurs handicapés à hauteur de 6 % des effectifs

- ⇒ 2 agents en situation de handicap
- ⇒ 15 429 € de dépenses réalisées couvrant partiellement l'obligation d'emploi
- ⇒ Achat d'équipements bureautiques adaptés : bureaux électriques réglables et fauteuils

VIII/ PREVENTION ET RISQUES PROFESSIONNELS

- ⇒ 1 agent nommé « assistante de prévention »
- ⇒ 21 agents ont suivi une formation « santé et/ou sécurité »
- ⇒ La collectivité a effectué des dépenses en faveur de la prévention, de la sécurité et de l'amélioration des conditions de travail : 10 017 € (hors coût de la médecine du travail)
- ⇒ Mise à jour du Document unique en 2022
- ⇒ 10 visites médicales par le MIST (Rattrapage des années 2016-2020)
- ⇒ Mise à disposition d'un registre de santé et de sécurité au travail
- ⇒ Contrat d'assurance pour couverture du risque maladie
- ⇒ Aucun accident de travail déclaré

IX/ FORMATION

- ⇒ 95 % des agents ont suivi une formation d'au moins un jour
- ⇒ 210 jours de formation
- ⇒ 47 072 € ont été consacrés à la formation
- ⇒ Nombre moyen de jours de formation par agent est de 3,5 jours
- ⇒ 2 agents ont bénéficié d'un bilan de compétence pris en charge par le SDEC ENERGIE et l'agent
- ⇒ Pas de demande de Validation des Acquis des Expériences
- ⇒ Pas de demande de congé formation

X/ ACTION SOCIALE ET PROTECTION SOCIALE COMPLEMENTAIRE

- ⇒ Le montant de la participation à la prévoyance est de 18 466 €
- ⇒ Le montant de la participation à l'adhésion au CNAS est de 14 533 €

Cette fiche synthétique reprend les principaux indicateurs sociaux issus du Rapport Social Unique 2022. Les données utilisées sont extraites du Rapport sur l'Etat de la Collectivité 2022 transmis en 2022 par la collectivité. Ces données ont pour objectif de bénéficier d'une vue d'ensemble sur les effectifs de la collectivité.

SDEC ENERGIE		DOSSIERS DE DEMANDE DE FONDS DE CONCOURS du Bureau Syndical du 22 septembre 2023						
N° dossier	Commune	Commune historique	Intitulé du dossier	Nature travaux	Montant global HT	Participation communale	Fonds de concours	Solde
16AME0061	AUDRIEU		RUE DE VAUBADON - RUE DE LA GARE	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	201 136,92	100 568,46	100 568,46	0,00
21EXT0251	AUTHIE		BT LE BOUILLON - 030-05 - AMENEE BT - LOT. SAINT LOUET IV	EXTENSION DE RESEAUX ELECTRIQUES	16 815,42	3 363,08	3 363,08	0,00
23EPI0263	BAYEUX		EXTENSION ECLAIRAGE D'UN PARKING	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	32 150,37	22 619,76	22 619,76	0,00
23EPI0302			RENOUVELLEMENT ECLAIRAGE PUBLIC PLACE DE GAULLE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	91 506,36	73 496,29	68 629,77	4 866,52
23SIL0021			MISE EN CONFORMITE DU CARREFOUR10 VETUSTE	SIGNALISATION LUMINEUSE	10 639,15	8 511,32	7 979,36	531,96
23EPI0420	BRETTEVILLE-SUR-ODON		RENOUVELLEMENT DES CANDELABRES 31-037/039/041/043	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	15 125,85	12 100,68	11 344,39	756,29
23EPI0080	VALDALLIERE	CHENEDOLLE	RENOUVELLEMENT DES FOYERS 01-001/006/007/008/013 ET 014	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	4 817,42	2 408,71	2 408,71	0,00
23EPI0160	COLLEVILLE-MONTGOMERY		PROGRAMME R30 2023	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	16 534,66	9 920,80	9 920,80	0,00
23EPI0161			PROGRAMME R30 2025	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	1 845,12	1 107,07	1 107,07	0,00
23EPI0162			PROGRAMME R30 2026	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	534,06	320,44	320,44	0,00
23EPI0163			PROGRAMME R30 2027	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	1 537,60	922,56	922,56	0,00
20AME0165	MOULINS EN BESSIN	COULOMBS	RUE DES VERTS PRES	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	59 285,78	29 642,89	29 642,89	0,00
14AME0161	CROCXY		RD 63 - RUE DE SAINT HILAIRE ET ROUTE DE BEAUMAIS	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	172 475,98	46 472,93	46 472,93	0,00
21EPI0604	ÉPRON		RENOUVELLEMENT DE L'ECLAIRAGE DU DOJO HOMOLOGABLE NIVEAU REGIONAL	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	19 158,38	15 326,70	11 495,03	3 831,68
21EPI0837	FALAISE		RENOUVELLEMENT DE L'ECLAIRAGE DU GYMNASIUM GUILLAUME LE CONQUERANT	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	43 811,33	43 811,33	32 858,50	10 952,83
22EPI0227	FOURNEVILLE		EXTENSION ECLAIRAGE POUR LOTISSEMENT COMMUNAL	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	20 009,95	14 006,96	14 006,96	0,00
21EPI0507	LE CASTELET	GARCELLES-SECQUEVILLE	RENOUVELLEMENT DES LAMPADAIRES DE LA ZA DE LORQUICHON	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	37 005,74	25 904,02	25 904,02	0,00
22EPI0104			EXTENSION ECLAIRAGE RUE DESSERTE ECOLE - CRECHE - VESTIAIRE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	30 846,70	21 592,69	21 592,69	0,00
23EPI0364	GRAINVILLE-SUR-ODON		PHASE 3 - REAMENAGEMENT DU CENTRE BOURG SANS TERRASSEMENT	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	53 284,28	37 299,00	37 299,00	0,00
23EPI0479			RENOUVELLEMENT LUMINAIRES PROGRAMME R30	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	19 758,88	8 167,33	8 167,33	0,00
22EXT0149	GRANDCAMP-MAISY		BT SYNERGIE 312-35 RENFORCEMENT EXTENSION BT LOT.PRIVE RES. ADAM	EXTENSION DE RESEAUX ELECTRIQUES	23 127,60	2 197,69	2 197,69	0,00
23EPI0645			RENOUVELLEMENT DES FOYERS DE PLUS DE 30 ANS	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	114 193,98	45 677,59	45 677,59	0,00
23EPI0281	HERMANVILLE-SUR-MER		RENOUVELLEMENT DES LUMINAIRES DE PLUS DE 30 ANS (105 FOYERS)	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	37 339,44	18 669,72	18 669,72	0,00
23EPI0506			RENOUVELLEMENT DES LUMINAIRES DE MOINS DE 30 ANS (19 FOYERS)	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	13 805,13	10 353,85	10 353,85	0,00
22EPI0327	HOULGATE		EXTENSION DE RESAU SUR RD 513	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	134 734,16	94 313,91	94 313,91	0,00
23EPI0142			CREATION D'UNE ARMOIRE POUR ECLAIRAGE DE LA DIGUE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	3 916,86	3 081,28	2 937,65	143,64
23SIL0016	LA RIVIERE-SAINT-SAUVEUR		RENOUVELLEMENT DU POTEAU ET DU REPETITEUR DE FEUX B2 ACCIDENTES	SIGNALISATION LUMINEUSE	1 516,91	1 137,68	1 137,68	0,00
21AME0094	LANGRUNE-SUR-MER		RUE HARIVEL ET ALLEE DES ROSIERS	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	89 637,91	53 354,45	53 354,45	0,00
23EPI0448	LION-SUR-MER		RENOUVELLEMENT DES FOYERS DE PLUS DE 30 ANS	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	20 423,77	10 211,87	10 211,87	0,00
18AME0180	LISIEUX		BOULEVARD HERBET FOURNET TRANCHE 1	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	524 868,62	281 230,79	281 230,79	0,00
17AME0037	LIVAROT PAYS D'AUGE	LIVAROT	RD4A - ROUTE D'ORBEC	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	203 545,73	79 333,62	79 333,62	0,00
21AME0170	LUC-SUR-MER		RUE TOLMER	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	53 571,02	24 282,03	24 282,03	0,00
23EPI0144			EXTENSION ECLAIRAGE PARKING LE CLOS SAINT QUENTIN	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	11 270,76	8 453,07	8 453,07	0,00
23EXT0019	MATHIEU		BT BREHOLES	EXTENSION DE RESEAUX ELECTRIQUES	15 954,15	10 021,10	10 021,10	0,00
22AME0005	MERY BISSIERES EN AUGE	MERY-CORBON	RD138A - RUE DE L'ANCIENNE GARE	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	241 467,16	24 312,91	24 312,91	0,00
19AME0117	RANVILLE		RUE DES CHEMINOTS	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	112 568,20	56 284,10	56 284,10	0,00

N° dossier	Commune	Commune historique	Intitulé du dossier	Nature travaux	Montant global HT	Participation communale	Fonds de concours	Solde
21EPI0485	LE CASTELET	SAINT-AIGNAN-DE-CRAMESNIL	RENOUVELLEMENT DES LAMPADAIRES DE L'ARMOIRE 06 AVANT RENOVATION DE LA VOIRIE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	12 235,03	8 564,52	8 564,52	0,00
23EPI0588	VARLOBIQUET	SAINT-JULIEN-DE-MAILLOC	RENOUVELLEMENT DES FOYERS 01-001/002/003/004/005 DE PLUS DE 30 ANS	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	1 718,10	687,24	687,24	0,00
22AME0001	SOULEUVRE EN BOCAGE	SAINT-MARTIN-DES-BESACES	RUE DE LA SOULEUVRE	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	207 509,21	42 457,74	42 457,74	0,00
23EPI0715	SAINT-PIERRE-CANIVET		EXTENSION 1 LAMPADAIRE LE CLOS DE CANTEPIE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	3 648,85	2 554,19	2 554,19	0,00
23EPI0591	VALORBIQUET	TORDOUE	RENOUVELLEMENT DES FOYERS 01-007 ET 01-009 DE PLUS DE 30 ANS	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	754,78	301,91	301,91	0,00
23EPI0660	TOURVILLE-EN-AUGE		MISE EN PLACE D'UN CANDELABRE SOLAIRE POUR PASSAGE PIETON RD579	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	3 804,51	2 663,16	2 663,16	0,00
23EPI0535	TROUVILLE-SUR-MER		RENOUVELLEMENT DU CANDELABRE 05-003 HORS SERVICE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	1 541,36	1 233,09	924,82	308,27
23EPI0697			RENOUVELLEMENT DU CANDELABRE 16-005 ACCIDENTE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	1 503,02	1 202,42	901,82	300,61
23SIL0028			RENOUVELLEMENT DU MODULE DE FEUX TRICOLEURE 222 ACCIDENTE	SIGNALISATION LUMINEUSE	1 007,04	805,63	604,22	201,41
21AME0077	VILLERS-SUR-MER		RUES SICARD, DES ACACIAS, WICKEMHAN, COMMERCE ET CIVILLE	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	488 050,86	322 026,07	322 026,07	0,00
TOTAL					3 171 994,11	1 582 974,65	1 561 081,45	21 893,20



Mission de contrôle 2022 Rapport Enedis-EDF

Données 2021

PROJET Version 08-09-2023

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, pour une durée de 30 ans.

Au titre de cette convention, l'Autorité concédante¹ (le SDEC ÉNERGIE) a concédé :

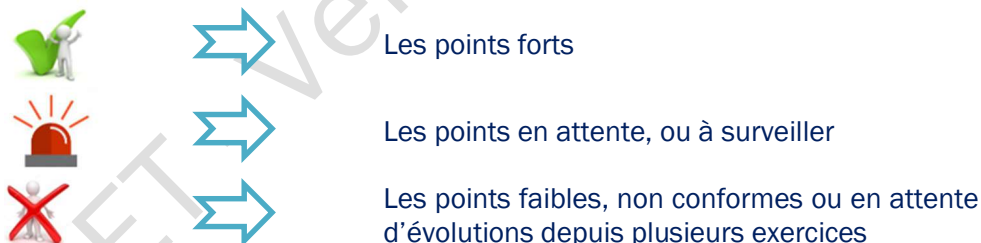
- la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, à la société Enedis (le Concessionnaire),
- et la mission de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente (TRV) à la société EDF (le Concessionnaire).

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 2022 sur les données d'activités des Concessionnaires au titre de l'exercice 2021. 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 :



Le périmètre géographique de la mission de contrôle n'a pas évolué entre 2020 et 2021. Il porte sur l'ensemble des 528 communes du département Calvados.

La mission de contrôle 2022 (données 2021) a été lancée le 30 mars 2022 par le Syndicat. Enedis et EDF ont communiqué le **Compte Rendu** annuel d'**ACT**ivité (CRAC) de l'année 2021, le 1^{er} juin 2022. Ils ont conjointement présenté les données 2021 relatives à leur activité lors d'une réunion qui s'est tenue le 8 juin 2022. Le SDEC ÉNERGIE leur a adressé une série de questions le 14 septembre 2022. Les Concessionnaires ont communiqué leurs réponses à ces questions le 16 décembre 2022. Plusieurs réunions d'audit se sont déroulées les 11 et 12 janvier 2023. Les réponses aux questions posées par le SDEC ÉNERGIE à la suite de ces réunions ont été apportées les 17 et 23 mars 2023.

Il s'agit du troisième 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 :

¹ 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).

- 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 2021

1 - À fin 2021, ce sont près de **340 nouveaux contrats de concession** qui ont été renégociés (soit 92%) pour une durée moyenne d'environ 30 ans entre les Autorités concédantes et les Concessionnaires.

2 - Le 21 janvier 2021, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a publié une délibération portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT). Cette délibération définit le cadre de régulation d'Enedis sur la période 2021-2024. **Le TURPE 6** s'inscrit dans la continuité du TURPE 5. Le TURPE 6 porte une hausse tarifaire moyenne au 1^{er} août 2021 de 0,91 %.

2 - Reprise économique et forte hausse des demandes de raccordement : L'essor des énergies renouvelables et de la mobilité électrique, conjugué à la reprise économique, se sont traduits par une forte croissance des demandes de raccordement, qu'ils soient destinés à des consommateurs ou à des producteurs.

3 - La flambée des prix de l'énergie sur le marché de gros²: La demande de gaz naturel a été portée par la reprise vigoureuse de l'activité industrielle mondiale en 2021. Les importations de gaz au 1^{er} semestre 2021 ont été inférieures aux années précédentes et insuffisantes compte tenu de la demande, ce qui a entraîné une augmentation des prix du gaz. L'électricité ne pouvant être stockée et la production s'ajustant à chaque instant à la demande en conséquence, le prix de l'électricité est déterminé par les coûts de la dernière centrale appelée pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. La reprise forte de l'activité mi-2021 s'est traduite par un pic de demande d'électricité satisfaite par la mise en service de centrales à gaz, dont le coût a fortement augmenté. En fin d'année, la baisse importante de la disponibilité du parc nucléaire a contribué à renforcer la hausse des prix de gros de l'électricité. Ainsi, les prix journaliers s'établissent en moyenne en 2021 à 109,2 €/MWh, **soit un doublement** par rapport au niveau moyen constaté ces dernières années.

4 - La hausse sans précédent de l'électricité sur les marchés de gros en 2021 s'est répercutée sur les marchés de détail³. Plusieurs mesures ont été déployées afin de limiter l'augmentation des prix de détail de l'électricité :

- Le Gouvernement a fixé par arrêté, en janvier 2022, un barème des TRVE (tarifs réglementés de vente d'électricité) en plafonnant leur hausse à 4 % TTC en moyenne. Sans cette décision du Gouvernement au 1^{er} février 2022, l'augmentation des TRVE aurait été de 45 % HT, avant abaissement de la TICFE⁴ à son seuil minimal, ce qui aurait alors limité la hausse à 20,12 % TTC.
- Avant la mise en place du bouclier tarifaire pour la fourniture de gaz naturel au 1^{er} novembre 2021, le Gouvernement avait mis en place plusieurs mesures de protection des consommateurs, dont un chèque énergie exceptionnel de 100 € envoyé courant décembre à 5,8 millions de ménages modestes en France. Il s'est ajouté au chèque énergie existant (150 € en moyenne) et ses bénéficiaires peuvent l'utiliser pour régler leurs factures d'énergie, leurs charges de chauffage ou des dépenses liées à la rénovation énergétique de leur logement. De plus, une indemnité inflation de 100 € a été attribuée pour les personnes ayant un revenu inférieur à 2 000 € net par mois.

5 - la flambée des prix a entraîné l'arrêt de l'activité en France de trois fournisseurs et la disparition d'un autre. À cette occasion, le Gouvernement a désigné le 3 novembre 2021 EDF comme « fournisseur de

² 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). Les données de ce paragraphe sont tirées du Rapport 2021 de la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie) sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel.

³ Le marché de détail concerne la fourniture d'électricité des clients finals, par opposition au marché de gros.

⁴ Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité : En vertu de la loi de finances pour 2022, le Gouvernement a baissé cette taxe à son taux minimal.

secours en électricité à titre transitoire pour la zone de desserte d'Enedis et pour toutes les catégories de clients », afin d'assurer la continuité d'approvisionnement des consommateurs en cas de défaillance de leur fournisseur.

6 - Poursuite de l'ouverture du marché de fourniture d'électricité : À la maille nationale, 39,7% des sites résidentiels et non résidentiels du marché de détail ont choisi une offre de marché, 60,3% sont aux TRV. S'agissant des flux de consommation, 72% sont fournis en offre de marché et 28% le sont aux TRV. Par ailleurs, au 31 décembre 2021, 93 fournisseurs ont signé un contrat GRD-F⁵ avec Enedis. Ce nombre a été multiplié par deux en cinq ans. 93% des parts de marché sont détenues par trois fournisseurs.

7 - Fin, au 31 décembre 2021, du déploiement en masse des compteurs Linky : 34,3 millions de compteurs posés, plus de 90% des foyers en sont désormais équipés. La Commission de régulation de l'énergie (CRE) dresse un bilan positif de ce déploiement.

8 - Raccordements des installations EnR, autoconsommation: En 2021, Enedis a raccordé plus de 3,7 GW d'installations EnR, soit plus du double qu'en 2020 et franchi à mi-année le cap d'un demi-million de sites raccordés au réseau. À fin 2021, plus de 148 000 installations avec une composante autoconsommation sont raccordées contre 96 000 un an auparavant. L'autoconsommation représente près de 94% des nouveaux raccordements réalisés pour les petites installations (< 36 kVA), essentiellement photovoltaïques).

9 - L'année 2021 a confirmé l'accélération de la pénétration du véhicule électrique en France. En effet, ce sont près de **276 000 véhicules électriques et hybrides rechargeables qui ont été immatriculés depuis janvier 2021, soit 75% de plus qu'en 2020**. La France est le deuxième pays européen où l'on achète le plus de véhicules 100% électriques et deux véhicules électriques sur trois sont acquis par des particuliers.

10 - En 2021, 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 M⁶). Ainsi et au principal, **l'indicateur critère B**, qui mesure la durée moyenne de coupure des clients BT, atteint le niveau de **56 min en 2021**, pour un objectif fixé à 62 min. Ce niveau est le plus faible atteint avec la méthode de calcul actuelle et représenté une diminution de plus de 4 % par rapport au niveau de 2020 (58,4 min) qui était déjà lui-même le plus bas niveau atteint depuis 2010. **Cette bonne performance d'Enedis sur les indicateurs mesurant la durée moyenne de coupure en 2021 est principalement due à une année très calme sur le plan des événements climatiques, ce qui a causé peu de perturbations sur le réseau.**

11- Plusieurs dispositions de la loi Climat et Résilience du 22 août 2021 concernent le domaine de la distribution d'électricité, il s'agit notamment de la création dans chaque région d'un comité régional de l'énergie associant les autorités organisatrices de la distribution d'électricité (c.-à-d. le SDEC ÉNERGIE pour le Calvados) et les GRD (Gestionnaires de réseau de distribution) afin de favoriser la concertation sur les questions liées à l'énergie au sein des régions et de la création des zones d'accélération des installations de production d'énergie renouvelable.

12 - EDF a pris en 2021 la décision de mettre fin aux coupures d'alimentation pour impayés, à compter de cette année 2022. Avec cette mesure, EDF va plus loin que ses obligations réglementaires en dehors de la période de trêve hivernale, en remplaçant la coupure par une limitation de puissance à 1 kVA. Cette mesure a pris effet en avril 2022 (c'est-à-dire en sortie de trêve hivernale), et s'applique dans tous les cas, sauf s'il existe une impossibilité physique ou technique de limiter la puissance de l'alimentation électrique du logement.

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

⁵ Contrat liant le distributeur (Enedis) et les fournisseurs d'électricité.

⁶ L'indicateur critère M, qui mesure la durée moyenne de coupure pour les clients raccordés en HTA, atteint le niveau de 37,2 min en 2021, pour un objectif fixé de 42,1 min. Ce niveau est en diminution de 4 % par rapport au niveau atteint en 2020 (38,9 min) et est le plus faible atteint lors depuis 10 ans.

- Les arrêtés des 13 et 17 avril 2021 relatifs aux aides pour l'électrification rurale : ces textes élargissent les objectifs du CAS-Facé⁷ afin d'accompagner des actions plus novatrices en faveur de la transition énergétique en milieu rural, rénovent les modalités de gestion du CAS FACÉ et répartissent les 360 M€ d'aides pour 2021 entre les différents programmes,
- l'arrêté du 27 avril 2021 qui a modifié les dispositions de l'arrêté du 12 mai 2020 rehaussant à 5 000 kVA le niveau de puissance de raccordement des IRVE ouvertes au public installées sur les autoroutes et routes expresses pour bénéficier de la prise en charge par le TURPE à hauteur de 75% des coûts de raccordement,
- les décrets et les arrêtés du 10 mai 2021 qui décrivent les modalités d'élaboration de validation et de suivi des schémas directeurs de développement des infrastructures de recharge ouvertes au public pour les véhicules électriques et les véhicules hybrides rechargeables,
- le décret du 5 juillet 2021 relatif à l'autoconsommation collective dans les habitations à loyer modéré qui précise les modalités d'information des locataires de ces habitations et de leur droit de retrait d'une opération d'autoconsommation collective,
- l'arrêté du 12 juillet 2021 qui prévoit que le GRD peut proposer aux producteurs d'énergie renouvelable des offres de raccordement alternatives en complément de l'offre de raccordement de référence,
- l'arrêté tarifaire pour les installations photovoltaïques du 6 octobre 2021, dit « S21 » relève le plafond du guichet à 500 kW pour ces installations implantées sur bâtiments, hangars ou ombrières et permet à un producteur de pouvoir injecter tout ou partie de son surplus dans le périmètre d'une opération d'autoconsommation collective et, le cas échéant, de vendre le « surplus du surplus » à EDF Obligation d'Achat (OA) à un tarif bonifié.

Par ailleurs sur le plan local,

1 - Le 1^{er} 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). Ce classement sera maintenu jusqu'au 1^{er} janvier 2027. Le département comptabilise 528 communes dont désormais, 438 dites rurales, 78 dites urbaines et 12 dites mixtes⁸ (Condé-en-Normandie, Isigny-sur-Mer, Le Hom, Les Monts d'Aunay, Livarot-Pays-d'Auge, Mézidon Vallée d'Auge, Moulton-Chicheboville, Pont-l'Évêque, Rots, Saint-Pierre-en-Auge, Thue et Mue, Vire Normandie). Le nouveau régime d'électrification a entraîné le reclassement d'un nombre très limité de communes.

2 - Enedis et le SDEC ÉNERGIE ont réalisé en commun le bilan des investissements 2019/2021 et ont dressé les perspectives d'investissements 2022 dans le cadre de la **9^e conférence départementale**⁹ qui s'est tenue le 22 novembre 2021.

3 - En 2021, Enedis et le SDEC ÉNERGIE ont modifié les dispositions contractuelles les liant en concluant plusieurs avenants ou conventions :

- **L'avenant n° 3 à la convention de concession** : cet avenant a pour objet de préciser le régime de maîtrise d'ouvrage sur le territoire des communes mixtes au titre du CAS-Facé jusqu'au 1^{er} janvier 2027,
- les avenants n° 2 à la convention d'intervention et à la convention de branchement,
- et la convention pour un référentiel commun relatif au terme I de la redevance R2.

⁷ Le financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale (Facé) a été instauré en 1936. Le CAS Facé apporte un soutien financier à certains investissements réalisés par les AODE dans le réseau public de distribution d'électricité des communes rurales. Schématiquement, les communes rurales sont celles de moins de 2 000 habitants qui ne font pas partie d'une agglomération de plus de 5 000 habitants. Ce classement est revu l'année qui suit les élections municipales (renouvellement général des conseils municipaux).

⁸ Une commune est dite mixte au titre du CAS Facé lorsqu'elle intègre des territoires urbains et ruraux.

⁹ La loi du 7 décembre 2010 portant organisation du marché de l'électricité, dite loi NOME impose aux deux maîtres d'ouvrage sur les réseaux de distribution publique d'électricité à savoir sur le périmètre du département du Calvados Enedis et le SDEC ÉNERGIE 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.

4 - Conformément aux dispositions relatives à la **qualité de la distribution d'électricité**, Enedis a communiqué au Syndicat les 13 mai 2022 et le 30 juin 2022, les évaluations de la tenue globale de la tension et de la continuité au titre de l'exercice 2021. Ces résultats de ces évaluations sont présentés en détail dans la 4^e partie du présent rapport.

5- Monsieur Jean-Olivier MARTIN, Directeur Régional Poitou-Charentes, a pris ses fonctions de **Directeur Régional d'Enedis en Normandie le 6 avril 2021**. Il a succédé à Philippe GUILLEMET, nommé Directeur Opérations et Patrimoine au siège de la Direction Technique d'Enedis.

PROJET - Version 08-09-2023

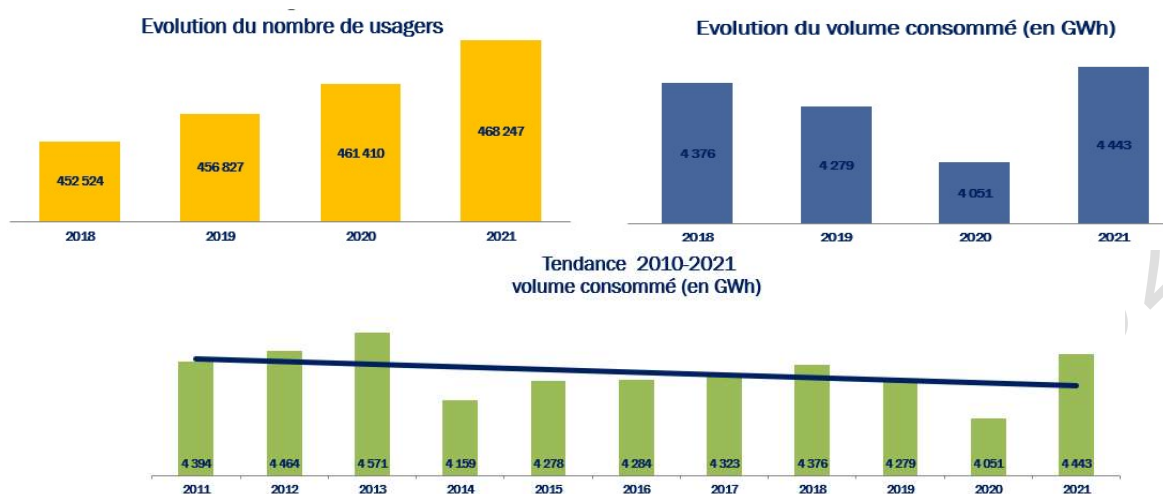
TABLE DES MATIÈRES

I - LES USAGERS	9
1. Le nombre d'usagers en soutirage et le volume consommé.....	9
2. Le profil des usagers en soutirage par segments de puissance.....	10
3. Les volumes consommés par segment de puissances	11
4. Les usagers en injection, les producteurs	12
5. Les usagers bénéficiant des TRV et l'ouverture à la concurrence	13
6. La relève des compteurs et le compteur Linky™	17
7. Les prestations réalisées par Enedis (hors raccordements)	21
8. Les raccordements.....	23
9. Les indemnités versées par Enedis	25
10. Les réclamations relatives à l'activité d'Enedis	27
11. La facturation des usagers résidentiels d'EDF.....	28
12. EDF et les réclamations écrites.....	30
13. EDF et la solidarité	32
14. EDF et le chèque énergie.....	32
15. La satisfaction des usagers	33
16. Les données financières d'EDF relatives aux TRV	34
17. BILAN DE LA PARTIE USAGERS Enedis.....	35
18. BILAN DE LA PARTIE USAGERS EDF	36
II - LES TRAVAUX.....	37
1. La répartition des travaux.....	37
2. Les travaux mis en concession par Enedis.....	38
3. Suivi du taux de renouvellement des ouvrages mis en concession par Enedis.....	39
4. Localisation des travaux mis en concession par Enedis	39
5. Les travaux sur le réseau HTA aérien sensible aux aléas climatiques	40
6. La prolongation de la durée de vie (PDV) ou rénovation des lignes HTA aériennes	41
7. Focus sur la fiabilisation des tronçons traités en PDV.....	43
8. Les travaux d'élagage	44
9. Le contrôle des programmes annuels.....	45
10. Les taux de réalisation du PPI 2019/2022.....	46
11. Les travaux réalisés par le SDEC ÉNERGIE.....	47
12. Le linéaire de réseau mis en concession par maître d'ouvrage.....	48
13. Les travaux et l'environnement.....	50
14. BILAN DE LA PARTIE TRAVAUX.....	52
III - LES OUVRAGES DE LA CONCESSION	53
1. Le réseau de distribution d'électricité 2021	53
2. Les canalisations HTA et BT.....	54
3. Zoom sur les réseaux fragiles HTA et BT.....	55
4. Zoom sur les réseaux aériens fragiles en fils nus	56
5. Le réseau HTA aérien soumis aux aléas climatiques.....	58
6. Les réseaux souterrains HTA et BT fragiles : CPI, CNP.....	60
7. Les immeubles mis à disposition, les postes de transformation HTA/BT et les postes sources.....	61
8. Les départs HTA et BT et les OMT	63
9. Les branchements collectifs	63
10. L'âge moyen des réseaux BT	64
11. L'âge moyen des réseaux HTA.....	65
12. La concordance globale des bases techniques et comptables.....	67
13. BILAN DE LA PARTIE OUVRAGES	70

IV - LA QUALITÉ DE FOURNITURE ET LA SÉCURITÉ	71
1. La qualité de fourniture.....	71
2. La qualité de la tenue de tension à la maille départementale.....	71
3. L'évaluation globale de la tenue de tension dans le département en 2021	73
4. L'évolution de l'évaluation globale de la tenue de tension dans le département	74
5. Les départs en contrainte de tension	74
6. La qualité de la continuité d'alimentation	76
7. L'évaluation globale de la continuité d'alimentation dans le département	76
8. L'évolution de l'évaluation globale de la continuité d'alimentation.....	77
9. La continuité d'alimentation : évolution du critère B	78
10. Le critère B HIX moyen 2018-2021 communal.....	80
11. Le critère B HIX hors RTE communal 2021	81
12. La continuité d'alimentation : les taux d'incidents sur les réseaux HTA et BT.....	82
13. La continuité d'alimentation : critères D et M	83
14. Les fréquences de coupures	83
15. Le suivi des valeurs repères : résultats intermédiaires au terme de l'exercice 2021.....	84
16. BILAN DE LA PARTIE QUALITÉ	88
V - LA COMPTABILITÉ ET LES FINANCES	89
1. La valeur brute d'actif : montant et évolution	89
2. La décomposition de la valeur brute par typologie d'ouvrages.....	89
3. La localisation des ouvrages	91
4. L'impact du déploiement du compteur LINKY™ en comptabilité	93
5. Reconstitution de la variation de la valeur brute d'actif entre 2020/2021.....	93
6. Les mises en concession de l'année en valeur (vision flux).....	94
7. Les origines de financement des ouvrages (stock).....	95
8. Les dépenses d'investissements 2021 d'Enedis.....	97
9. La valorisation des ouvrages remis par le SDEC ÉNERGIE.....	100
10. Les différentes valeurs comptables en k€......	102
11. Les pratiques d'amortissements	103
12. Les taux d'amortissements.....	105
13. Les provisions pour renouvellement (PR)	106
14. L'évolution du stock de provisions pour renouvellement entre les deux derniers exercices.....	107
15. L'évolution des droits du Concédant.....	109
16. L'évolution du ticket de sortie	111
17. Le compte d'exploitation : qualité de l'information.....	112
18. Le compte d'exploitation : éléments financiers natifs ou non.....	112
19. Le compte d'exploitation : évolution des produits.....	113
20. Le compte d'exploitation : La contribution à l'équilibre.....	115
21. Le compte d'exploitation : évolution des charges	115
22. Le compte d'exploitation : le résultat.....	117
23. Les flux financiers.....	118
24. BILAN DE LA PARTIE COMPTABLE ET FINANCIÈRE.....	119

I - LES USAGERS

1. Le nombre d'utilisateurs 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 livraison 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 PDL actifs représente le nombre d'utilisateurs en soutirage.

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 aux conditions climatiques notamment).

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

En 2021, le nombre d'utilisateurs en soutirage du réseau de distribution continue d'augmenter à un rythme similaire à celui observé les années précédentes (+ 1,5%). La croissance du nombre d'utilisateurs autour de 1% est récurrente depuis 2004.

Le nombre d'utilisateurs en soutirage du réseau de distribution s'établit à 468 247 utilisateurs.

Le volume consommé par ces utilisateurs s'établit à 4 443 GWh. Il progresse fortement en 2021 (9,7%).

Cette hausse importante intervient après deux exercices où la consommation était en retrait. En valeur absolue, c'est la plus forte évolution constatée depuis 2014. Il est à noter, cependant, que l'évolution du volume consommé reste sur une tendance baissière sur une chronologie de 10 ans.

L'augmentation du volume consommé à la maille de la Concession est supérieure à celle constatée à la maille nationale.

Le Bilan Électrique produit par Enedis expose que la consommation sur son périmètre a connu une hausse de 4,8 %, cette évolution s'expliquant principalement par l'allègement des mesures sanitaires et par des températures légèrement inférieures aux normales saisonnières. Interrogés sur l'existence de ce différentiel, les représentants d'Enedis ont précisé qu'ils ne disposaient pas d'études ou d'éléments qui l'expliqueraient.

Il est à noter que les requêtes informatiques d'Enedis ne permettent plus d'obtenir le nombre d'utilisateurs 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 de ces communes et notamment pour les communes mixtes au titre de ce régime. Cet état de fait dégrade la qualité des données communiquées au Concédant.

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

Le tableau ci-dessous indique les profils des utilisateurs en soutirage selon Enedis par segments de puissances de raccordement souscrites ainsi que par tranches tarifaires pour les TRV délivrés par le fournisseur EDF :

Segments de puissance de raccordement souscrite ¹⁰	Codification Enedis	TRV EDF	Utilisateurs 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	Utilisateurs domestiques, petits professionnels, collectivités locales...

En 2021, les utilisateurs de la catégorie C5 représentent un peu moins de 99 % des utilisateurs, tous segments tarifaires confondus. Le nombre d'utilisateurs appartenant aux segmentations C5 et C4 augmente respectivement de 1,5 % et 2,4 %. Dans le même temps, le nombre d'utilisateurs de la catégorie C1 à C3 progresse légèrement de 0,2%.

Nombre d'utilisateurs	Codification Enedis	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021 En %	Part 2021	Évolution 2020/2021 En nombre
P ≤ 36 kVA	C5	446 801	450 998	455 512	462 226	1,5%	99%	6 714
36 kVA < P < 250 kVA	C4	4 754	4 870	4 940	5 061	2,4%	1%	121
P > 250 kVA	C1 à C3	969	959	958	960	0,2%	0,2%	2
Nombre d'utilisateurs de la Concession		452 524	456 827	461 410	468 247	1,5%		6 837

¹⁰ C1 : point de connexion auquel est associé un contrat CARD.

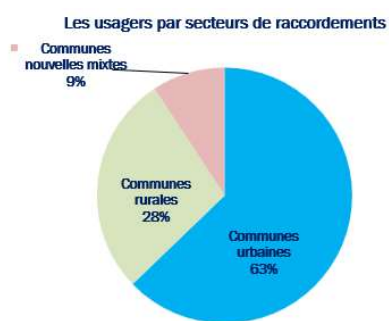
C2 : point de connexion raccordé en HTA, auquel est associé un contrat unique et pour lequel la reconstitution des flux est assurée via la courbe de charge mesurée.

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.

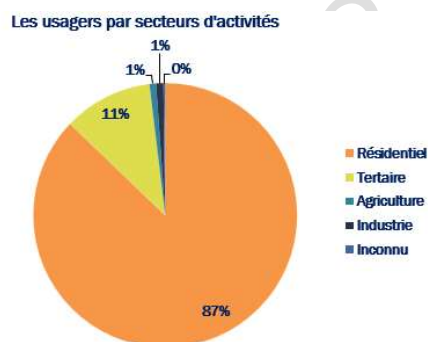
C4 : point de connexion raccordé en BT > 36 kVA et auquel est associé un contrat unique.

C5 : point de connexion raccordé en BT ≤ 36 kVA et auquel est associé un contrat unique.

28% des usagers sont raccordés en secteur rural au titre du financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale (CAS Facé) tandis que **63%** des usagers sont raccordés en zone urbaine et **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.



Selon les données mentionnées sur l'Open Data d'Enedis, **87%** des usagers sont issus du secteur résidentiel et **11%** du secteur tertiaire.



3. Les volumes consommés par segment de puissance

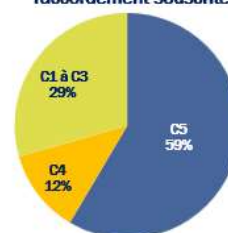
Volumes consommés en GWh	Codification Enedis	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021 En %	Part 2021	Évolution 2020/2021 En nombre
P ≤ 36 kVA	C5	2 468	2 384	2 286	2 599	14%	59%	314
36 kVA < P < 250 kVA	C4	553	551	502	535	7%	12%	33
P > 250 kVA	C1 à C3	1 355	1 344	1 263	1 309	4%	29%	46
Ensemble de la consommation		4 376	4 279	4 051	4 443	10%		392

En 2021, les volumes consommés pour tous les segments de puissance de raccordement souscrite progressent.

Les volumes appartenant à la **segmentation C5** progressent de **14 %** par rapport à l'exercice précédent (+ 314 GWh), c'est la plus forte progression enregistrée depuis 2011. Les volumes appartenant à la segmentation C4 augmentent de 7%. Les volumes appartenant à la segmentation C1 à C3 sont en hausse de 4%.

Le volume consommé par les usagers de la tranche **C5** représente **59%** du volume consommé global contre 12% pour la tranche C4 et 29% pour les tranches C1 à C3.

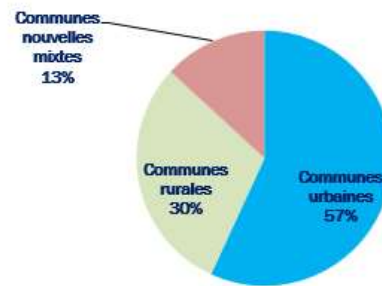
Le volume consommé par segment de puissances de raccordement souscrites



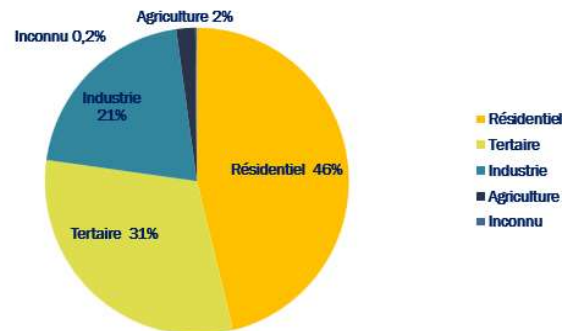
La part du volume consommé par les usagers des communes urbaines représente **57%** du volume global. Cette part se restreint légèrement par rapport à 2020 (-1 %).

La part du volume consommé par les usagers des communes rurales représente **30%** du volume global, en progression de 2% par rapport à l'exercice précédent. Le volume consommé par les usagers des communes nouvelles mixtes reste stable et représente **13%** du volume global consommé.

Le volume consommé par secteur de raccordement



Selon les données mentionnées sur l'Open Data d'Enedis, **46%** du volume consommé est destiné au secteur résidentiel, **31%** au secteur tertiaire et 21% au secteur de l'industrie.



4. Les usagers en injection, les producteurs

Selon Enedis, son activité à la maille nationale en direction des producteurs a été exceptionnelle en 2021 : environ 61 000 installations ont été mises en service, dont 52 200 installations en autoconsommation, soit deux fois plus de raccordements qu'en 2020. Ces raccordements au réseau public de distribution exploité par Enedis ont représenté une puissance totale cumulée de production d'environ 3,7 GW (contre 1,8 GW en 2020), dont près de 1 GW pour l'éolien et plus de 2,5 GW pour les installations photovoltaïques.

À la maille de la concession, 3 489 installations de production d'énergies renouvelables sont raccordées au réseau de distribution d'électricité. Le nombre d'installations progresse de 5 % en 2021. Cette progression est liée à l'évolution naturelle du nombre d'installations, mais aussi à une évolution des modalités de dénombrement du Concessionnaire en 2021.

On relèvera sur ce point que désormais les autoconsommateurs totaux (producteurs qui n'injectent pas sur le RPD) sont comptabilisés dans les données.



98 % des installations sont des installations photovoltaïques, 95% sont des installations BT ≤ 36 kVA.

Quantité d'énergie produite des sites d'injection par filière En MWh	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021 En %	Part 2021	Évolution 2020/2021 En nombre
Photovoltaïque	9 336	28 574	28 560	38 328	34%	9%	9 768
Éolien	293 049	329 382	365 054	308 947	-15%	71%	-56 107
Hydraulique	6 011	5 081	4 970	5 130	3%	1%	160
Autre	100 959	93 242	91 865	83 691	-9%	19%	-8 173
Ensemble des quantités injectées	409 355	456 279	490 449	436 096	-11%		-54 353

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.

La quantité d'énergie produite par les sites d'injection se contracte de 11% et atteint 436 096 MWh, elle représente 10% du volume distribué sur le périmètre de la concession.



Cette baisse pourrait être liée au fait que le Concessionnaire a affiné ses méthodes de comptabilisation pour certains producteurs HTA, il précise notamment sur ce point que « Ces évolutions peuvent induire des ruptures de chronique ». **L'évolution de cette donnée sera à surveiller lors du prochain exercice.**

71% du volume injecté provient d'installations éoliennes et 9% des installations photovoltaïques.

Les installations éoliennes représentent 65% de la puissance des installations de production, les installations photovoltaïques représentant 22% de la puissance des installations de production.

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

Depuis le 1^{er} 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 tarifs réglementés 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 1^{er} 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.

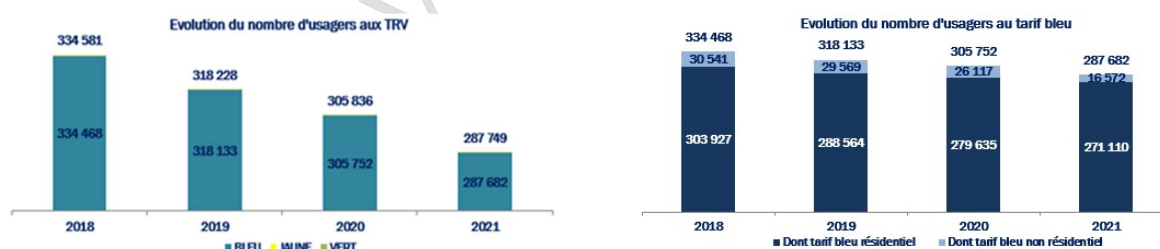
Depuis le 1^{er} janvier 2021, les offres au tarif bleu sont caduques pour les entreprises et professionnels ayant une puissance de compteur inférieure ou égale à 36 kVA. Seules les TPE peuvent encore souscrire ce tarif (< 10 salariés et chiffre d'affaires, recettes ou le total du bilan, annuels < 2 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 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 8 h.
- 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 1^{er} 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 1^{er} 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'utilisateurs.

Sur le périmètre de la concession, le nombre d'utilisateurs bénéficiant des TRV décroît chaque année depuis 2015. En 2021, il s'établit à 287 749, en retrait de 6 % par rapport à 2020. 94 % des utilisateurs aux TRV bénéficiant d'une offre au tarif bleu sont des utilisateurs résidentiels.



Ce mouvement de baisse est lié à :

- L'ouverture totale du marché au 1^{er} 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
- La réduction de l'assiette des utilisateurs aux TRV (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),
- Au positionnement commercial des offres aux TRV vis-à-vis des autres offres de fourniture d'électricité. On note en 2021 une progression à la hausse du prix de vente de l'électricité sur le marché de détail (+1.93% et +0.48% pour les tarifs bleus résidentiels à compter du 1^{er} février 2021 et du 1^{er} août 2021, +3.23% et +0.38 % pour ce qui concerne les tarifs bleus résidentiels). Il est à

noter sur le plan de la comparaison des offres l'offre TRV est mieux positionnée vis-à-vis des autres offres de marchés au 31/12/2021 qu'au 31/12/2020 (Observatoire Marché de détail –CRE- T4-2021).

- La fluidité du marché de détail pour les petits consommateurs est assurée grâce à la possibilité de changer à tout moment et sans frais de fournisseur sur tout le territoire.

Seuls 67 usagers bénéficient encore des tarifs jaune et vert. (TRV supprimés au 1^{er} janvier 2016 et maintenus à quelques rares exceptions énumérées à l'article R338-17 du Code de l'énergie).

En 2021, le nombre d'usagers bénéficiant du tarif bleu résidentiel baisse quelle que soit son option, les baisses en pourcentage les plus importantes se situent sur les options EJP et Tempo.

Ces baisses s'expliquent par l'extinction de ces options pour tous les usagers bénéficiant des tarifs bleus pour ce qui concerne l'option EJP et seulement les usagers bénéficiant des tarifs bleus non résidentiels, pour ce qui concerne l'option TEMPO.

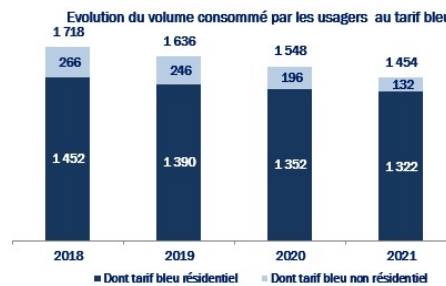
Interrogé sur les éléments expliquant la moindre part et l'érosion du nombre d'usagers bénéficiant du tarif bleu résidentiel option tempo alors qu'elle représente la seule offre à effacement existant à grande échelle sur le marché des usagers résidentiels, EDF a indiqué : « L'érosion s'explique notamment par la perte d'attractivité financière de cette option par rapport aux autres options dans les grilles tarifaires proposées par la CRE jusqu'au mouvement tarifaire du 1^{er} février 2022 qui a bien repositionné l'option Tempo ».



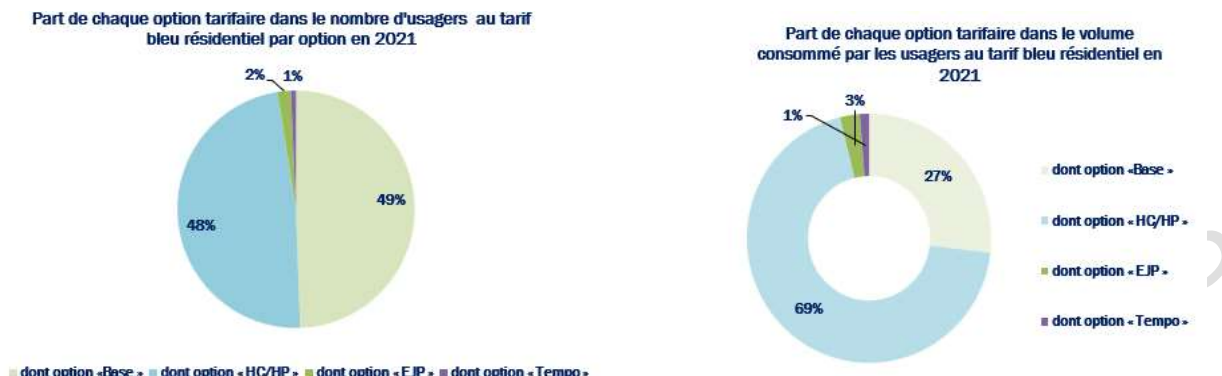
L'évolution du nombre d'usagers tarif bleu résidentiel option tempo sera à mesurer lors du prochain exercice.

Les usagers aux TRV ont consommé 1 456 GWh en 2021. Le volume consommé par les usagers aux TRV s'établit à la baisse lui aussi de 6% par rapport à 2020. Cette baisse est continue depuis 2015.

99,8% 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.

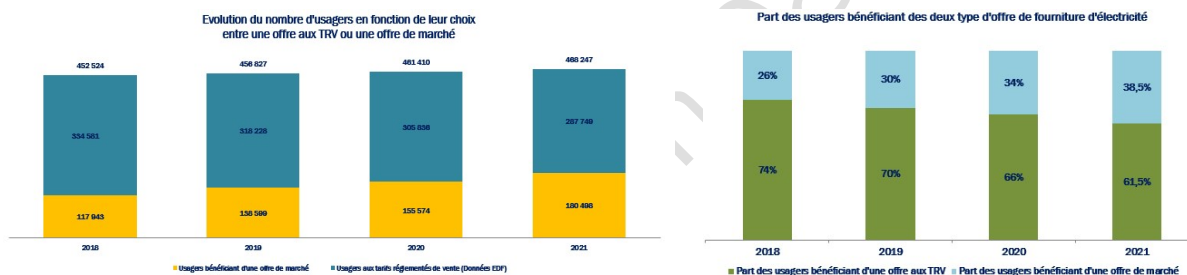


49% des usagers résidentiels bénéficient de l'option de base et 49% de l'option « Heures Creuses ». 69% du volume consommé par les usagers résidentiels bénéficiant d'une offre au tarif bleu est consommé par des usagers bénéficiant d'une offre dotée de l'option « Heures Creuses/Heures Pleines ».

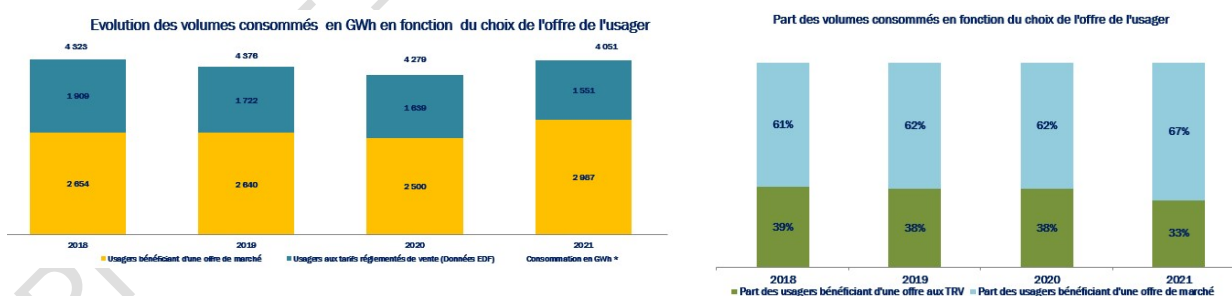


À partir du nombre de points de mesure et du volume consommé, communiqués par Enedis, le Concédant calcule :

- 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 2021, 61,5% des usagers sont des usagers bénéficiant des TRV, cette part est en baisse de 5 points par rapport à celle calculée en 2020, ces usagers consomment 33% du volume d'électricité acheminé sur la concession.



Ces données sont similaires à celles relevées au niveau national par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) avec cependant à la maille de la concession une part de la consommation destinée aux offres aux tarifs réglementés de vente plus importante.

Au 31 décembre 2021, la CRE relève qu'environ 40% des sites sont en offre de marché (soit 60% de sites en offre aux tarifs réglementés de vente) et environ 72% de la consommation est fournie par des offres de marché (soit 28 % des consommations fournies par les offres aux tarifs réglementés de vente).

Les données communales relatives aux usagers bénéficiant des TRV pour l'exercice 2021 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 consommé 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 et le compteur Linky™

6.1 La relève des compteurs

Enedis doit facturer au minimum une fois dans l'année les consommations des usagers sur index réel. Dans les faits, le gestionnaire effectuait deux relèves par an, chacune espacée de 6 mois.

De plus, il est à noter qu'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 2021, un peu moins de 91% des usagers C5 de la concession disposent d'un compteur LINKY™ et voient leurs consommations télérelevées sans intervention d'un releveur à pied.

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 compteur 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 1^{er} 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, qu'ils soient 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-relevé** (Nombre des compteurs non relevés 2 fois et plus en raison de l'absence du client et sans autorelevé/ nombre de compteurs à relever durant l'année).

En 2021 :

- Le taux de compteur relevé semestriellement s'établit à **97%** en progression par rapport à 2020 (94,2%),
- le taux d'absence du client aux deux dernières relèves ou plus sans autorelevé depuis 1 an s'établit à **1,2 %**, ce taux s'améliore par rapport à 2020 (2,8%).



À la suite des baisses de ces deux indicateurs en 2020 dans un contexte sanitaire dégradé, le Concédant constate avec satisfaction leur redressement à des niveaux très satisfaisants en 2021.

Pour ce qui concerne plus spécifiquement les indicateurs relatifs au parc des compteurs non communicants, on relève :

- Une amélioration de deux points du taux d'index autorelevés semestriellement C5 qui atteint 13%,
- une dégradation du taux d'index relevés ou autorelevés semestriellement qui passe de 76% alors qu'il atteignait 81%,
- une stagnation du taux d'absence au relevé 2 fois et plus sans autorelevé depuis 1 an (9,6%).

Les évolutions constatées en ce qui concerne ces taux sont à appréhender **avec précautions** compte tenu de la forte baisse du nombre de compteurs non communicants pris en compte pour leurs calculs. En effet, le stock de compteurs concernés a été divisé par plus de la moitié entre les deux exercices.



L'évolution des taux de suivi de la relève des compteurs non communicants lors du prochain exercice devra être mesurée.

Le Concédant estime que la concession disposait au 31 décembre 2021 de 468 247 compteurs actifs, dont 462 226 compteurs actifs C5.

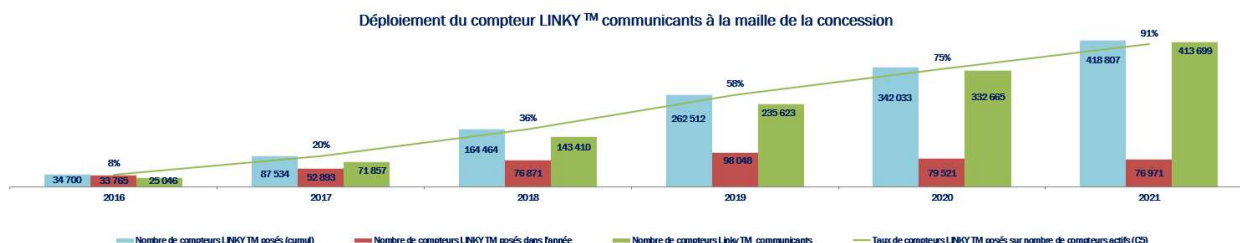


Enedis n'a pas fourni en 2021 comme l'année précédente la requête permettant de confirmer cette conclusion et de ventiler les compteurs actifs en fonction de leur caractère communicant ou non ni fourni le nombre de compteurs inactifs.

Interrogé sur cet état de fait lors de l'exercice précédent, 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 2021, le nombre des compteurs LINKY™ posés atteint **418 807 compteurs**. Ils représentent 91% du volume des compteurs actifs C5 à la maille de la concession.



Cette proportion a fortement évolué entre 2020 et 2021, passant de **75% à 91%**. Le **taux d'équipement atteint à la maille de la concession est très légèrement supérieur au taux cible de 90%** à la maille nationale, ce qui est satisfaisant.

L'année 2021 est la dernière année de déploiement en masse des compteurs communicants et ouvre une période de déploiement « diffus » caractérisée par un volume de pose plus réduit (environ 850 000 poses par an à la maille nationale) et la réinternalisation de la pose 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 2021 sur le département, **480 communes disposent d'un taux de compteurs LINKY™ posés de 75% et plus, 38 communes, d'un taux de compteurs LINKY™ posés entre moins de 75% et 50% et 10 d'un taux de compteurs LINKY™ posés inférieur à 50%**.

413 699 de ces compteurs sont communicants (soit 99% du nombre de compteurs posés).

Le déploiement du compteur LINKY™ a été initié en 2015, mais a pris son essor en 2016.

- Fin 2016, environ 34 700 compteurs LINKY™ avaient été posés sur la concession, soit un taux de déploiement de 8%, à titre informatif, la concession bénéficiait en 2016 d'un taux de déploiement identique à l'objectif prévisionnel national de la CRE en matière de déploiement de ce compteur.
- Fin 2019, environ 262 500 compteurs LINKY™ avaient été posés sur la concession, soit un taux de déploiement de 58 %, le taux de déploiement fixé par la CRE était de 61.4%.
- Fin 2020, environ 342 033 compteurs LINKY™ avaient été posés sur la concession, soit un taux de taux de déploiement de 75 %, le taux de déploiement fixé par la CRE était de 80%. Ce jalon a été gelé compte tenu de l'impact de la crise sanitaire.



Le **niveau d'acceptabilité de la pose du compteur communicant reste important** avec un taux de refus de 0,02% en 2021. Ce taux s'améliore par rapport à celui constaté l'année précédente (0,7%).

Indicateurs de suivi du déploiement	2018	2019	2020	2021
Nombre compteurs Linky™ posés	76 971	98 140	79 521	76 971
Échecs de pose	6 748	9 516	8 999	6 464
Refus de pose (ne sont comptabilisés que les refus signifiés par écrit (lettre AR))	529	934	574	14
Taux de refus concessif de pose du compteur LINKY™	0,69%	0,95%	0,72%	0,02%

La performance de la pose du compteur LINKY™ est suivie au travers notamment du taux de réintervention à la suite de la pose d'un compteur Linky lors du déploiement et du taux de réclamations.

À la maille nationale, la CRE fait état d'une performance satisfaisante avec un taux de réintervention à la suite de la pose très faible (inférieur de 1%) et un taux de réclamations stable autour de 0,7%.

La performance de la pose LINKY™	2018	2019	2020	2021
Taux de réinterventions	0,13%	0,72%	0,92%	2,19%
Taux de réclamations sur nombre de compteurs posés	0,94%	0,82%	1,08%	1,60%

À la maille de la concession, **le taux de réintervention est de 2.2 %, il est en forte progression en 2021**, il est donc moins bon que celui relevé l'année précédente. Par ailleurs, il est plus important de celui relevé à la maille nationale, bien qu'il faille prendre toutes précautions utiles sur la comparaison de ces résultats à deux mailles différentes. Cette progression reste inexplicable au terme de la mission de contrôle.

Le nombre de réclamations relatives à la pose de LINKY™ s'établit à 1 235 en 2021 : le nombre de réclamations est plus important que celui relevé en 2020. On constate une progression des réclamations relatives à la pose des compteurs communicants depuis 2017, accompagnant la montée en puissance du déploiement : le nombre de réclamations progresse de 43% en 2021. Ces réclamations portent principalement sur la non-qualité de l'intervention (65%) et la contestation des index (22%).

Le taux de réclamations calculé par le SDEC ÉNERGIE est de 1,6% en 2021 (nombre cumulé de réclamations/ nombre de compteurs Linky posés). Il progresse par rapport à celui calculé en 2020 (1.1%) : Comme lors de l'exercice précédent, il est à noter d'une part que le nombre de réclamations progresse alors que le nombre de compteurs LINKY™ posés en 2021 est moindre et d'autre part que ce taux est supérieur à celui relevé à la maille nationale, bien qu'il faille prendre toutes précautions utiles sur la comparaison de ces résultats à deux mailles différentes.



En conclusion, il semble que la performance d'Enedis dans le cadre de cette dernière année de déploiement massif soit moindre que les années précédentes. Le déploiement en masse étant maintenant clos, il est à noter que la CRE supprime à compter de 2022 le suivi du taux de réintervention lié au déploiement massif des compteurs communicants. L'évolution du nombre de réclamations relatives à la pose du compteur LINKY™ devra néanmoins se poursuivre.

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

Enedis 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 d'indicateurs incités ou suivis par la CRE, à la maille nationale.

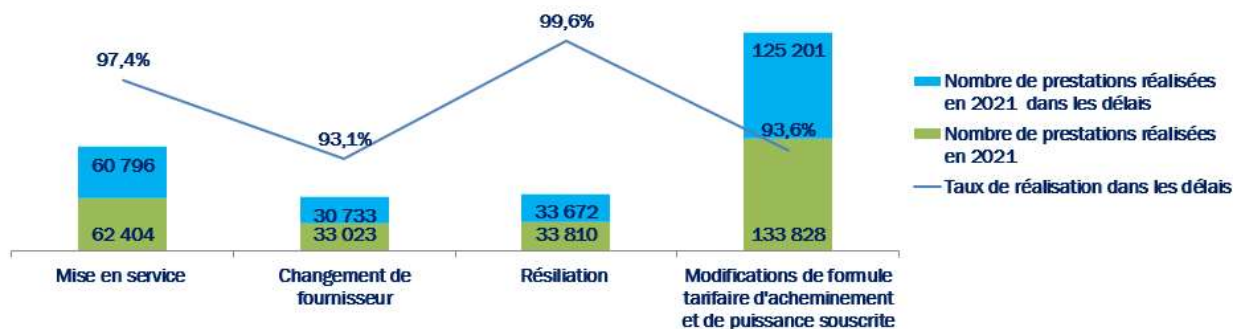
Les indicateurs fournis par Enedis dans le cadre de la mission de contrôle sont des indicateurs à la maille de la Direction Régionale Normandie.

Bien que la comparaison soit périlleuse, il est à noter qu'ils sont dans l'ensemble plus satisfaisants que les objectifs fixés par la CRE à Enedis à la maille nationale.



Il est regrettable que le Concédant ne dispose pas d'indicateurs à la maille de la concession sur le fonctionnement du système d'information.

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 1^{er} aout de chaque année comme les recettes d'acheminement.

En 2021, on dénombre 274 642 prestations réalisées sur le territoire de la concession.

Les prestations réalisées les plus courantes sont les modifications de formule tarifaire d'acheminement et de puissance souscrite qui représentent 49% du nombre de prestations réalisées en 2021 viennent ensuite les mises en service qui représentent 23 % des prestations réalisées puis les résiliations et les changements de fournisseurs.



Les taux de réalisations des prestations dans les délais standards ou convenus sont bons :

- Pour les mises en service, ce taux est de 97,4 %,
- Pour les résiliations, ce taux est de 99,6%,
- Pour les modifications de formule tarifaire d'acheminement, ce taux est de 93,6%,
- Pour les changements de fournisseur de 93,1%.

En 2021, on note par ailleurs une forte hausse du nombre de prestations pour impayés qui regroupent les prestations de réduction de puissance, les prestations de rétablissement et les prestations de coupure ferme.

Au total en 2021, 11 499 prestations pour impayés ont été réalisées (6 710 interventions pour impayés ont été réalisées en 2020 contre 9 082 en 2019). Le nombre de prestations pour impayés progresse de **71%** par rapport à l'exercice antérieur fortement impacté par le contexte sanitaire. Comparées aux données de l'exercice 2019, on note néanmoins une augmentation de 26% du nombre de prestations réalisées.

Plus spécifiquement, il est observé une hausse de 65% des réductions de puissance entre les exercices 2020 et 2021 avec une progression de 105% des coupures fermes (3 289 en 2021 pour 1 604 en 2020 et 3 835 en 2019). **Cette dernière variation apparaît comme un retour aux résultats antérieurs à la crise sanitaire.**

Ce constat local est corroboré par les remarques du Médiateur de l'Énergie (Rapport d'activité 2021 p° 22) qui précisent :

« L'année 2021 a été marquée par une augmentation des interventions pour impayés ; ce sont ainsi 785 096 interventions (coupures d'alimentation ou réductions de puissance) qui ont été réalisées en 2021, ce qui représente une hausse de **17%** par rapport à l'année 2019. Ce constat confirme que la diminution des impayés constatée en 2020 n'était qu'une baisse en trompe-l'œil, due sans doute à la prolongation jusqu'en juillet de la trêve hivernale et à une attitude plus conciliante des fournisseurs compte tenu du contexte. »



Cependant, l'évolution du nombre de ces prestations est à la maille de la concession plus importante que celle observée sur le plan national. Au terme de la mission de contrôle, l'importance de cet écart reste inexplicée. L'évolution du nombre de prestations pour impayés devra être surveillée au titre de la prochaine mission de contrôle.

PROJET - Version 08-09-2023

8. Les raccordements

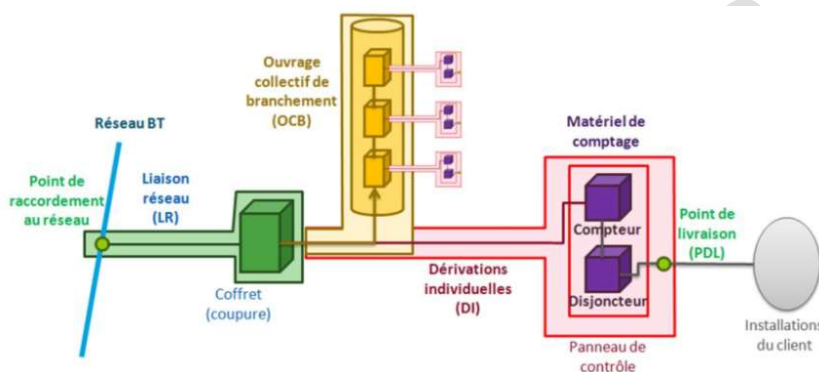
Le **raccordement** au réseau public de distribution d'électricité comprend la création **d'ouvrages de branchement, d'ouvrages d'extension** et le cas échéant le **renforcement des réseaux existants**.

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

En pratique, un **raccordement est dit simple ou sec** lorsqu'il consiste seulement en la réalisation d'ouvrages de branchement à partir d'un point de raccordement au réseau existant.

Les ouvrages de branchements sont composés :

- d'une **liaison réseau**,
- d'un **coffret de coupure**,
- d'une **dérivation individuelle et/ou d'ouvrage collectif de branchement (OCB)**,
- d'un **matériel de comptage**.



Les **longueurs de canalisations d'extension ou de renforcement** réalisées dans le cadre des raccordements **sont comptabilisées dans les longueurs de canalisations évoquées ci-après (parties II et III du rapport)**.



Ceci n'est pas le cas des **longueurs de canalisations de branchement réalisées par Enedis, car il n'existe pas à ce jour d'inventaire localisé de tous ces ouvrages**.

Cet inventaire est néanmoins en cours depuis 2018 (projet ADELE, acronyme pour Actifs Détaillés et Localisés) en application de la loi de transition énergétique pour une croissance verte (art. 153).

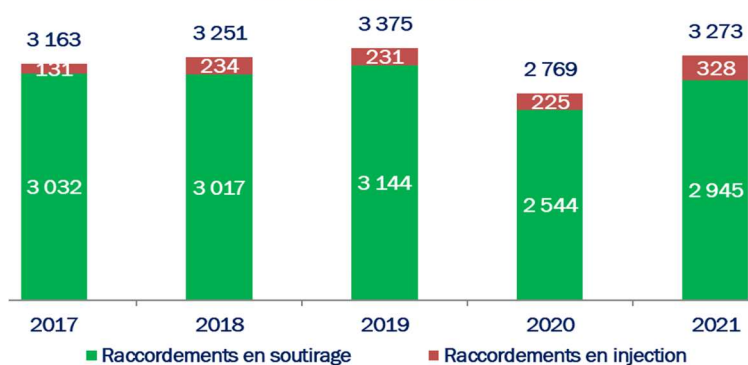
Ainsi, Enedis a produit en 2018 un premier inventaire localisé **des ouvrages de branchements collectifs** (colonnes montantes). La localisation des ouvrages de branchement doit se poursuivre rapidement, l'article 8 et l'annexe 4 de l'arrêté du 10 février 2020 précisant qu'un inventaire complet doit être mis à disposition du Concédant au plus tard en 2023. Dans le détail, les informations localisées sur le stock et le flux en ce qui concerne les ouvrages de liaison réseau et de dérivations individuelles auraient dû être communiquées :

- Pour les liaisons réseaux, le 01/06/2022 pour les données de l'exercice 2021.
- Pour les dérivations individuelles et les disjoncteurs, le 01/06/2023 pour les données de l'exercice 2022.

Enedis a précisé que, les contraintes sanitaires ayant retardé ses développements informatiques, il sera en mesure de livrer ces éléments en 2023, sur la base des comptes 2022.

Cette absence d'inventaire localisé des canalisations de branchement explique d'une part, pourquoi les longueurs de canalisations mises en concession sont présentées sans les longueurs de canalisations de branchement et d'autre part, pourquoi nous évoquons un nombre de raccordements sans plus de précisions sur les quantités d'ouvrages réalisés.

Le nombre de raccordements



Le nombre de raccordements réalisés s'établit, en 2021, à **3 273** dont : **2 945** raccordements en soutirage et **328** raccordements en injection.

Le nombre de raccordements en soutirage croît de 18% et le nombre de raccordements en injection progresse de 46% par rapport à ceux de 2020. Dans leur ensemble, le nombre des raccordements progresse de 18% par rapport à l'exercice précédent.

L'évolution marquée du nombre de raccordements est liée aux données 2020 qui étaient en **fort retrait** compte tenu du contexte sanitaire.

Localement, le nombre de raccordements réalisés en soutirage en 2021 est à rapprocher de celui de l'année 2018 sans atteindre celui de 2019 (2021 : 2 945, 2019 : 3 144, 2018 : 3 017). À la maille nationale, on constate que nombre de raccordements en soutirage en 2021 est similaire à celui de l'exercice 2019 (2019 : 193 017, 2021 : 193 501).



Il semble donc que, localement, la reprise d'activité n'a pas été suffisante afin d'atteindre le nombre de raccordements en soutirage réalisés en 2019, contrairement à ce que l'on peut observer à la maille nationale. Lors du prochain exercice, l'évolution du nombre de raccordements sera mesurée, en attente *a minima* d'un retour à la situation antérieure à la crise sanitaire.

Pour ce qui concerne les raccordements en injection, à la maille nationale et concessive, le nombre de raccordements progresse fortement, bien que restant très en deçà du nombre de raccordements réalisés en soutirage.

Pour ce qui concerne, les délais de réalisation des raccordements, on rappellera, à titre liminaire, que la CRE a institué en 2021 (délibération du 21 janvier 2021) de nouveaux indicateurs de performance qui portent sur **les délais moyens de réalisation des travaux**. Ces indicateurs ont remplacé les taux de respect d'une date convenue de mise à disposition des raccordements qui ne semblaient pas permettre d'améliorer notablement la qualité du service rendu par Enedis aux utilisateurs, compte tenu du fait que la date convenue est souvent éloignée de la date souhaitée par l'utilisateur.

Ces délais moyens sont les délais exprimés en jours s'écoulant entre la date l'accord du client sur le devis de raccordement et la date d'envoi de la facture par Enedis, à la suite de la réalisation du raccordement.

Ces taux sont calculés pour plusieurs catégories de raccordements en soutirage et en injection telles que notamment les raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau, les raccordements BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau...

Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement sans adaptation des réseaux (≤ à 36 kVA)	2020 (Proforma)	2021
Délai moyen - Maille concession	62 jours	56 jours
Délai moyen - Objectif fixé par la CRE		74 jours
Délai moyen observé à la maille nationale		84,9 jours



À la maille de la concession, le délai moyen de réalisation des travaux de raccordement pour les installations de soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension de réseau (hors collectif) est de 56 jours. Il s'améliore par rapport à l'exercice précédent de 6 jours.

Par ailleurs, il est à noter qu'il est inférieur au délai moyen national 2021 (84,9 jours) et à l'objectif national fixé par la CRE en 2021 (74 jours) : **ce résultat est donc très satisfaisant.**

Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement avec adaptation des réseaux (\leq à 36 kVA)	2020 (Proforma)	2021
Délai moyen - Maille concession	198 jours	154 jours
Délai moyen - Objectif fixé par la CRE		150 jours
Délai moyen observé à la maille nationale		162,8 jours



À la maille de la concession, le délai moyen de réalisation des travaux de raccordement pour les installations de soutirage BT \leq 36 kVA avec extension de réseau (hors collectif) est de 154 jours. Il s'améliore par rapport à l'exercice précédent de 44 jours : **cette amélioration est notable.**

Cependant, s'il est à noter qu'il est inférieur au délai moyen national 2021 (162,8 jours), **il est néanmoins supérieur à l'objectif national fixé par la CRE en 2021 (150 jours).** L'Autorité concédante souligne la nécessité de maintenir et d'accroître l'amélioration du délai moyen de réalisation des travaux de raccordement pour les installations de soutirage BT \leq 36 kVA avec extension de réseau.



Par ailleurs localement, les délais moyens de réalisation des travaux pour les autres types d'installations sont supérieurs aux délais observés à la maille nationale et aux objectifs fixés par la CRE : L'Autorité concédante souligne la nécessité d'améliorer les délais moyens de raccordement, des installations BT > 36 kVA, collectifs BT-HTA et, HTA.

Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement En jours	Segments d'utilisateurs	2021	2021 Objectif CRE maille nationale	2021 Maille nationale (réalisé)
Raccordements en soutirage sans adaptation de réseau	BT \leq 36 kVA individuels et collectifs	56		
	BT > 36 kVA	206	141	143,2
Raccordements en soutirage avec adaptation de réseau	BT \leq 36 kVA individuels	154		
	Collectifs BT-HTA	230	219	229,6
	BT > 36 kVA	150	141	143,3
	HTA	225	190	216,6
Raccordements en injection sans adaptation de réseau	BT \leq 36 kVA individuels et collectifs	0	195	233,2

9. Les indemnités versées par Enedis

Plusieurs motifs peuvent expliquer le versement par Enedis aux utilisateurs du réseau de distribution d'une indemnité. Il peut s'agir ainsi :

- De pénalités versées pour la mise à disposition d'un raccordement non réalisée à la date convenue,
- Du mécanisme d'indemnité pour coupures longues des utilisateurs en soutirage,
- D'indemnités des utilisateurs 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 \leq 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, constaté sur le périmètre de la concession. Il est à noter,

cependant, que le nombre de pénalités à la maille nationale reste limité : 77 pénalités ont été versées à la maille nationale en 2021.

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 toute interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 5 heures, lorsqu'elle est due 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 ne sera 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 par kW de puissance souscrite pondérée par tranche de 5 heures de coupure.

En nombre	2017	2018	2019	2020	2021
C5	13 578	17 433	11 721	NC	18 463
C1	0	2	0	NC	
C2	4	6	3	NC	41
C3	25	34	20	NC	
C4	70	130	77	NC	154
C5	13 578	17 433	11 721	NC	18 463
Total	13 677	17 605	11 821	20 328	18 658
Évolution		29%	-33%	72%	-8%
Moyenne			15 858		

En 2021, le Concessionnaire a communiqué une requête permettant de déterminer le nombre d'indemnités versées, par segmentation de puissance souscrite.



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 a versé en 2021, 18 658 pénalités aux usagers de la concession dont 98,95% ont été versées à des usagers BT disposant d'une puissance souscrite ≤ à 36 kVA pour un montant total de 1 893 k€ (données « Autres charges » au compte d'exploitation, part affectée à la concession).

Montant en k€ des abattements forfaitaires sur la part fixe du TURPE	2020	2021
C5	NC	NC
C1	NC	NC
C2	NC	NC
C3	NC	NC
C4	NC	NC
Total	1 585	1 893



Le nombre d'indemnisations fluctue de manière importante d'une année à l'autre. Il s'établit à 18 658 en 2021. **S'il se contracte de 8% par rapport à l'exercice précédent, il est supérieur à la moyenne constatée sur les quatre exercices précédents. L'évolution de cet indicateur doit être surveillée sur une chronique plus longue.**

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 diminue fortement pour atteindre 141 en 2021. Le nombre d'usagers concernés par ces sinistres diminue de même pour atteindre 166. Le montant global des indemnisations s'élève à 38 486 € en 2021 contre 80 797 € en 2020 (- 52%).

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 "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



Le nombre de réclamations progresse très fortement en 2021. Il s'agit du 4^e exercice consécutif d'augmentation du nombre de réclamations : le nombre de réclamations progresse depuis 2017. Le nombre de réclamations progresse de 25% par rapport à l'exercice précédent pour s'établir à 5 151 réclamations.

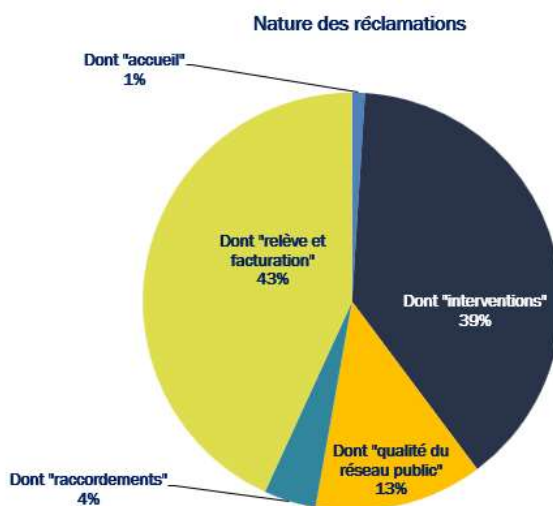
Cette progression est plus ou moins importante en fonction des années concernées, +11% entre 2017/2018, +1 % entre 2018/2019, +9% entre 2019/2020 et + 25% entre 2020/2021.

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

Ces réclamations portent au principal sur la relève et la facturation (43%), les interventions (39%) et la qualité de la distribution d'électricité (13%), ces 3 items représentant 95% des réclamations.

Entre les derniers exercices, la part des réclamations relatives aux interventions progresse de 11% tandis que la part des réclamations sur la qualité de la distribution décroît dans les mêmes proportions.

La part des réclamations liées à la relève et la facturation reste stable.



27 réclamations ont été traitées en instance d'appel.

Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours	2018	2019	2020	2021
Maille concession	98%	97%	93%	89%
Objectif national CRE				93%
Taux observé à la maille nationale				91,3%

89% des réclamations sont traitées sous 15 jours : ce taux se dégrade à nouveau en 2021 de 4 points, ce qui est important. Il est moins bon que le taux constaté à la maille nationale et en deçà de l'objectif posé par la CRE dans le cadre de la régulation incitative (93% de réponse dans les 15 jours).

Durée moyenne de traitement des réclamations en jour	2018	2019	2020	2021
			9,5	19

La durée moyenne de traitement des réclamations s'allonge passant de 9 jours à 19 jours en 2021.

Interrogé sur cette dégradation, le Concessionnaire a précisé : « • Celle-ci est essentiellement due à un effet de rattrapage : 2020 ayant été en net repli en termes de volume en raison de la pandémie. • La non-réalisation ou le report de certaines interventions, en raison notamment des périodes de confinement, a également contribué à l'augmentation des réclamations ».

Il est à noter qu'à la maille nationale dans le cadre de la régulation incitative, la CRE relève :

- D'une part une forte progression du nombre de réclamations,
- et d'autre part une dégradation du taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours.

Les évolutions des données locales en 2021 sont donc semblables aux évolutions des données nationales.



La dégradation du taux de réponse dans les 15 jours depuis plusieurs exercices, indique une baisse de performance du Concessionnaire dans le traitement des réclamations : le Concédant souligne la nécessité de rétablir une qualité de service satisfaisante en la matière.

11. La facturation des usagers résidentiels d'EDF

Données générales- Usagers tarif Bleu résidentiel -Maille concession	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021
Taux de contrats prélevés		84%	84%	84%	0,2%

Taux de contrats mensualisés		69%	69%	70%	1,3%
------------------------------	--	-----	-----	-----	------

84 % des usagers résidentiels sont des usagers utilisant le prélèvement automatique et 70 % sont mensualisés. Ces données sont stables depuis plusieurs exercices.

80% de leurs factures ont été établies sur la base d'un index relevé par le distributeur dont 72% ont été établies sur la base d'une téléopération sur compteur LINKY™. Le nombre de factures rectificatives progresse après trois années de diminutions importantes (2018/2019/2020). 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 de repli.



L'évolution du nombre de factures rectificatives sera à mesurer lors du prochain exercice dans l'attente d'une reprise d'une baisse similaire à celle observée sur les exercices précédents.



Pour ces usagers, le nombre de lettres de relance et le nombre de dernières lettres de relance envoyées avant mise en demeure se contractent respectivement de 24 et 23%. Le nombre de demandes de délais de paiement acceptées reste stable en 2021.

Le nombre de 1^{res} mises en service revient au niveau de 2019, après une année 2020 fortement impactée par la crise sanitaire.



Le nombre de résiliations se contracte de 5% pour atteindre 33 285 résiliations dont 98,7% ont été sollicitées à la demande du client. La part de résiliations des contrats à l'initiative du fournisseur revient à son niveau de 2019 (1.3%).

Le nombre de coupures demandées par le fournisseur progresse de 40 % (2 679 en 2021, 1 910 en 2020) sans atteindre le niveau de 2019 avec 6 053 coupures.

Le nombre de coupures effectives progresse de 78% en 2021 (816 coupures effectives) sans atteindre le niveau de 2019, 1 037.

Cette évolution est liée à la forte baisse du nombre de coupures effectives en 2020 (prolongement de la trêve hivernale jusqu'au 10 juillet 2020 et au chèque énergie, dont l'utilisation a été prolongée jusqu'au 23 septembre 2020).

Il est précisé que la décision d'EDF, annoncée en novembre 2021, de mettre fin aux coupures pour impayés tout au long de l'année s'applique depuis le 1^{er} avril 2022. Elle concerne tous les clients particuliers, sauf s'il existe une impossibilité physique ou technique de limiter la puissance de l'alimentation électrique du logement.

Le nombre de pénalités liées aux impayés progresse de 13%.

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. Elles ne s'appliquent pas aux usagers en situation de précarité.

En 2021, le nombre de clients en situation de réduction de puissance à fin d'année atteint 395 en progression de 13% par rapport à l'exercice précédent. Le nombre de réductions de puissance progresse fortement pour revenir à un niveau équivalent à celui de 2018.



L'évolution du nombre de clients en situation de réduction de puissance sera mesurée lors du prochain exercice dans un contexte particulier compte tenu de la fin des coupures pour impayés.

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.

12. EDF et les réclamations écrites

Les réclamations écrites	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021	Part 2020	Part 2021
Facturation	1 470	1 578	2 433	2 939	21%	33%	34%
Recouvrement	1 141	1 194	1 616	1 676	4%	22%	20%
Contrat, conseil et service	787	949	1 347	1 620	20%	18%	19%
Accueil	520	676	933	1 318	41%	13%	15%
Relations avec le distributeur	93	107	309	493	60%	4%	6%
Relève	455	564	436	328	-25%	6%	4%
Qualité de fourniture et réseau	230	231	240	176	-27%	3%	2%
Nombre total de réclamations	4 696	5 299	7 314	8 550	16,9%		
Progression en % du nombre de réclamations	0,3%	12,8%	38%	16,9%			
Dont réclamations saisies en ligne	3 033	3 849	6 125	7 099	16%	84%	83%
Taux de réclamations produites en ligne	64,6%	72,6%	83,7%	83,0%			
Instances d'appel	186	242	342	286			
Taux de réclamations traitées en instance d'appel	3,9%	4,5%	4,6%	3,3%			
Nombre de réclamations traitées dans un délai de 30 jours		5 050	6 948	8 151			
Taux de réclamations traitées dans les 30 jours	95%	95,3%	95%	95,3%			
Délai moyen de réponse (en jours)		5,3	4,3	12,4			

Il est comptabilisé 8 550 réclamations en 2021, leur nombre progresse de 16.9 % par rapport à 2020. Le nombre de réclamations progresse depuis 2015. Elles concernent principalement : la gestion de la facturation (34%), le recouvrement (30%) et les questions liées aux contrats des usagers au conseil et services (13%). 95% des réclamations sont traitées dans un délai de 30 jours. En 2021, 286 réclamations ont été portées en instance d'appel.

Le délai moyen de réponse (en jours) progresse très fortement : il passe de 4 jours à 12 jours.

Interrogé sur l'évolution du nombre de réclamations, EDF a dans un premier temps justifié cette augmentation par la multiplication des canaux d'échanges avec l'utilisateur.

Le Concessionnaire a ensuite complété ces propos en confirmant les observations qu'il a présentées au Médiateur de l'énergie :

« L'augmentation des saisines recevables du médiateur national de l'énergie concernant le fournisseur EDF (+29%) a été particulièrement importante en 2021 ; une telle augmentation n'avait jamais été observée chez ce fournisseur, qui dispose d'un système d'information robuste et de services de traitement des réclamations performants. Cette image est mise à mal en 2021, car ce fournisseur n'a pas été en capacité de traiter aussi bien que par le passé les réclamations de ses clients. Son taux de litiges pour 100 000 clients particuliers est passé de 38 en 2020 (et 29 en 2015) à 47 en 2021.

Dans le cadre des réunions avec le médiateur national de l'énergie, le fournisseur EDF a indiqué que les problèmes étaient liés tout d'abord à des effectifs insuffisants, à des difficultés de recrutement après la crise sanitaire (-10% des effectifs nécessaires à l'activité à la fin de l'été) et à l'affectation de ses ressources au flux d'appels entrants à l'automne dans le contexte de l'augmentation des prix de l'énergie, avec des conséquences sur le traitement des réclamations écrites » (Rapport d'activité du MNE 2021).



L'évolution du nombre de réclamations et du délai moyen de réponse seront à observer lors des prochains exercices. Par ailleurs, il serait utile de disposer d'un indicateur qui mesure le nombre de réclamations multiples d'un même usager.

PROJET - Version 08-09-2023

13. EDF et la solidarité

Fond de solidarité énergie (FSE) Département du Calvados	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021
Nombre de dossiers acceptés par le FSL pour une aide électricité - clients Tarif Bleu	1 094	898	639	649	2%
Participation EDF au FSE en €	210 000	200 000	200 000	185 000	-8%
Dont montant attribué aux actions curatives	184 000	190 000	174 000	169 000	-3%
Dont montant attribué aux actions préventives	26 000	10 000	26 000	16 000	-38%

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 se réduit avec une participation d'un montant de 185 000€ en baisse 15 000€ par rapport à 2020.



L'évolution du montant de la participation d'EDF au FSE sera suivie dans l'attente d'une stabilisation à la suite de la baisse constatée 2021.

On note une très légère reprise du nombre de dossiers acceptés dans le cadre de ce dispositif géré par le Conseil Départemental (+10) en 2021. C'est le premier exercice de reprise depuis 2015.

14. EDF et le chèque énergie

Sur proposition du Médiateur de l'énergie, le chèque énergie a été mis en œuvre au 1^{er} 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 tout type 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'utilisateur n'est pas imposable, il doit impérativement avoir renvoyé sa déclaration fiscale aux impôts pour être identifié et bénéficier du chèque énergie.

En 2021, le Concessionnaire EDF a réceptionné 21 055 chèques énergie et 329 attestations de droits complémentaires. En outre, il a pris en compte 14 586 chèques énergie exceptionnels de 100 euros sur l'exercice.

À fin décembre 2021, 45 % des chèques envoyés ont été utilisés pour régler une facture d'énergie auprès du fournisseur historique EDF (contre 51 % en 2020).

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	Évolution 2020/2021
Taux de satisfaction particuliers	85,40%	89,70%	4,30%
Taux de satisfaction professionnels ≤ 36 kVA	78,50%	87,20%	8,70%
Taux de satisfaction des Entreprises > 36 kVA (C1-C4)	90,90%	83,00%	-7,90%

Taux de satisfaction pour les opérations de raccordement	2020	2021	Évolution 2020/2021
Taux de satisfaction particuliers	91,10%	88,80%	-2,30%
Taux de satisfaction professionnels ≤ 36 kVA	91,50%	89,20%	-2,30%
Taux de satisfaction des Entreprises > 36 kVA (C1-C4)	94,80%	90,40%	-4,40%



Les taux de satisfaction des usagers sont bons depuis plusieurs exercices. Néanmoins, plusieurs taux sont en décroissance en 2021. Il s'agit des taux de satisfaction pour les opérations de raccordement et du taux de satisfaction des Entreprises > 36 kVA (C1-C4). L'évolution de ces taux devra être surveillée en 2022.

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	Évolution 2020/2021
Clients résidentiels	92%	91%	-1%
Clients non résidentiels	91%	90%	-1%
Clients Collectivités territoriales	92%	93%	1%
Clients Entreprises	90%	88%	-2%

Les taux de satisfaction des usagers sont bons néanmoins, on relève en 2021 une inflexion de 1 % des taux de satisfaction des usagers résidentiels et non résidentiels et une inflexion de 2 % du taux de satisfaction des entreprises. L'évolution de ces taux sera à suivre en 2022.

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	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021
Tarif bleu	185 484	185 393	192 382	188 675	-2%
Tarif jaune	122	116	107	75	-29%
Tarif vert	293	205	167	126	-25%
Somme	185 899	185 714	192 657	188 876	-2%

En 2021, les **recettes du Concessionnaire se contractent** de 2%.

Les coûts commerciaux relatifs au tarif bleu progressent de 6% :

Coûts commerciaux - Tarif Bleu (en k€ d'euros HT)	2018	2019	2020	2021	Évolution
Tarif Bleu résidentiel	17 925	14 224	15 113	17 455	15%
Tarif Bleu non résidentiel	3 962	3 624	3 552	2 302	-35%
Total Tarif Bleu	21 887	17 848	18 664	19 757	6%

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

- Un niveau d'acceptabilité du compteur communicant qui reste satisfaisant.
- Forte évolution de la part de compteurs LINKY™ sur le nombre de compteurs C5.
- Redressements du taux de compteur relevé semestriellement et du taux d'absence du client aux deux dernières relèves ou plus sans autorelevé.
- Les taux de réalisation des prestations annexes dans les délais standards ou convenus sont bons.
- Amélioration du délai moyen de réalisation des travaux de raccordement pour les installations de soutirage BT avec et sans extension de réseau.



POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER

Points à surveiller en 2022 :

- L'évolution des quantités d'énergie produite des sites d'injection par filière et par segment à la suite d'une contraction de 11 % en 2021,
- L'évolution des taux de suivi de la relève des compteurs non communicants, et la mise en place de la relève facturée pour certains usagers.
- L'évolution des indicateurs de performance de la pose du compteur LINKY™ (taux de réintervention en progression et nombre de réclamations qui se dégradent en 2021 dans un contexte où le développement de masse se termine).
- Le rétablissement du nombre de prestations pour impayés, après une forte progression en 2021.
- L'évolution du nombre de raccordements (en attente d'un retour à la situation antérieure à la crise sanitaire).
- L'évolution du nombre de pénalités pour coupures longues (supérieur à la moyenne des exercices précédents).
- L'évolution du nombre de réclamations, du taux de réponse aux réclamations dans un délai de 15 jours et du délai moyen de traitement des réclamations.

Points en attente en 2022 :

- Communiquer 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.
- Améliorer les délais moyens de raccordement, des installations BT > 36 kVA, collectifs BT-HTA et, HTA.
- Rétablir certains taux de satisfaction des usagers en baisse (Taux de satisfaction des Entreprises > 36 kVA (C1-C4), Taux de satisfaction pour les opérations de raccordement).



POINTS FAIBLES OU EN ATTENTE RÉCURRENTÉ

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.
- 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 réalisé à la date convenue à la maille de la concession.
- Le montant des pénalités forfaitaires déclinées par niveau de tension versée aux consommateurs par tranche de 5 heures de coupure à la maille de la concession.

18. BILAN DE LA PARTIE USAGERS EDF



POINTS FORTS

- 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 reste faible.



POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER

Points à surveiller en 2022 :

- L'évolution du nombre de réclamations et du délai moyen de réponse aux réclamations.
- L'évolution du nombre d'utilisateurs bénéficiant de l'option TEMPO.
- L'évolution du nombre de factures rectificatives.
- L'évolution du montant de participation du Concessionnaire au titre du FSE à la suite de la baisse constatée en 2021.
- L'évolution du nombre de réductions de puissance à la suite de la forte augmentation constatée en 2021.

Point à améliorer en 2022 :

- Fournir un indicateur relatif aux réclamations permettant de mesurer le nombre de réclamations multiples d'un même usager,
- réduire le délai de traitement moyen des réclamations,



POINTS FAIBLES OU EN ATTENTE RÉCURRENTÉ

- Communication des données communales relatives aux utilisateurs de la concession « secrétisées ».

II – LES TRAVAUX

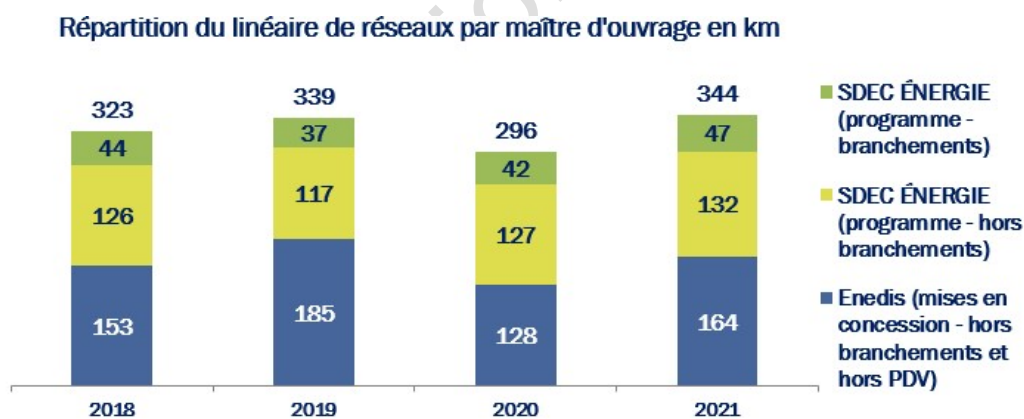
La répartition de la maîtrise d'ouvrage entre le SDEC ÉNERGIE, et le Concessionnaire Enedis est inscrite au nouveau cahier des charges de concession (articles 6, 7, 8 du cahier des charges et article 5 de l'annexe 1 du cahier des charges).

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.

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.).

1. La répartition des travaux



Préalablement à l'analyse des données ci-dessus, il est nécessaire de mesurer avec précision leur périmètre :

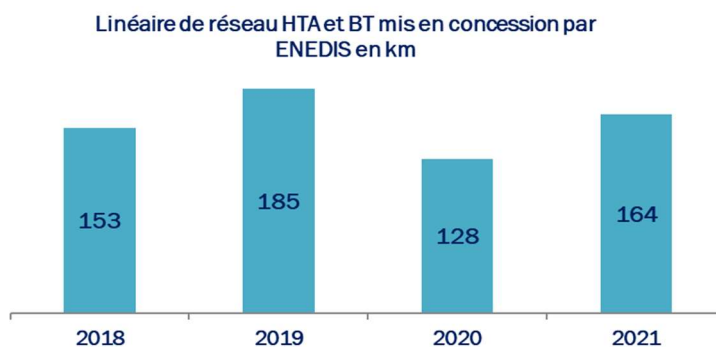
- Pour ce qui concerne les linéaires de réseau déclarés par le SDEC ÉNERGIE, il s'agit des linéaires dont la programmation est décidée à l'année N, la date de mise en service de l'ouvrage pourra intervenir dans le courant de l'année N ou les années suivantes. Les linéaires programmés intègrent les linéaires de branchement.
- Pour ce qui concerne les linéaires de réseau déclarés par Enedis, il s'agit des linéaires inscrits à l'inventaire (ie mis en concession ou immobilisés) dans l'année N, quelle que soit l'année de leur mise en service. Compte tenu de l'absence d'inventaire localisé des liaisons réseau et des dérivations individuelles, les canalisations de branchement ne sont pas comptabilisées dans les linéaires immobilisés par le Concessionnaire.

Les deux maîtres d'ouvrages ont réalisé 344 km de travaux sur le territoire de la concession,

La longueur de réseau posé est en hausse de 16% par rapport à 2020 et retrouve le niveau de 2019.

Ces travaux sont imputables pour 52% à l'Autorité concédante et pour 48% au Concessionnaire : cette répartition est à pondérer au regard des précisions ci-dessus.

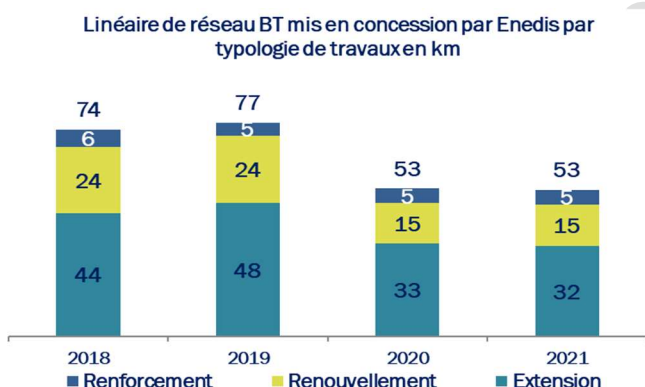
2. Les travaux mis en concession par Enedis



En 2021, Enedis a mis en concession **164 km** de réseau, dont **53 km de réseau BT** et **112 km de réseau HTA**.

Le linéaire mis en concession **a fortement augmenté (37 km, soit 29%)** par rapport à 2020, après la baisse importante liée à la pandémie, sans toutefois retrouver le niveau de 2019 (185 km).

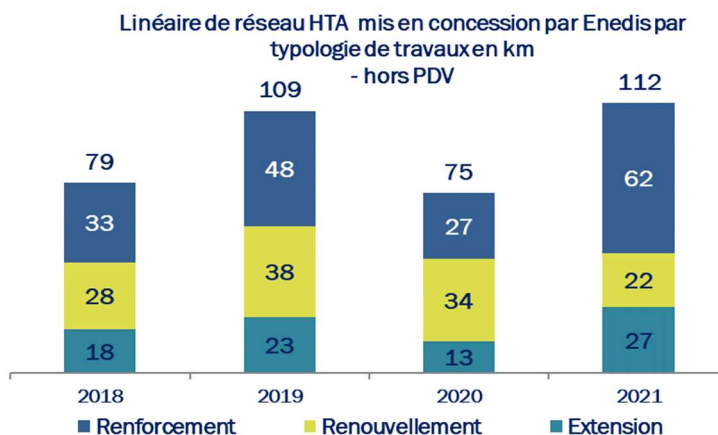
L'augmentation du linéaire mis en concession concerne **uniquement le réseau HTA**.



Pour ce qui concerne le réseau **BT**, le linéaire mis en concession est équivalent à celui de 2020, quelle que soit la typologie de travaux.

Le linéaire de **câble HTA mis en concession en 2021 augmente de 50%** et retrouve un niveau comparable à celui de 2019.

56% du linéaire mis en concession concerne des travaux de renforcement, en forte augmentation (62 km contre 27 km en 2020).



Sur l'ensemble des linéaires mis en concession, la proportion de réseau HTA augmente par rapport à 2020 (68% contre 58%).



La proportion de réseau, HTA et BT, mis en concession en technique souterraine en 2021 tout en restant très élevée, diminue depuis 2018 (91% contre 97%).

Enedis a vu son activité d'extension, dans le cadre des raccordements, augmenter fortement en 2021, après la forte réduction de l'activité selon les restrictions sanitaires liées à la pandémie de Covid-19. Le linéaire ainsi réalisé est équivalent à celui de 2018.

Les linéaires mis en concession en 2021 augmentent par rapport à ceux mis en concession en 2020 pour les typologies de travaux extension et renforcement, diminuent pour la typologie renouvellement : +29% pour les linéaires d'extension, -24% pour ceux de renouvellements et +108% pour ceux de renforcements.

3. Suivi du taux de renouvellement des ouvrages mis en concession par Enedis



Le taux de renouvellement est le ratio du linéaire renouvelé sur le linéaire total. Il peut aussi être décliné par technologie (HTA ou BT).



Ce taux est 0,18% en 2021 en baisse depuis deux exercices.

Sur une chronique plus longue, ce taux n'a jamais dépassé 0,4% (chronique 2008/2021).

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 lié à son manque de fiabilité.

Le taux de renouvellement du réseau BT reste stable à 0,13%, tandis que le taux de renouvellement du réseau HTA se contracte passant de 0,39% en 2020 à 0,25% en 2021.

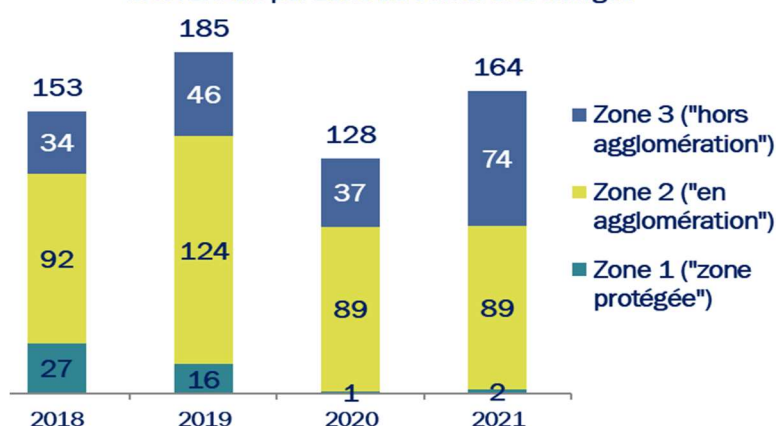
Par ailleurs, nous souhaitons rappeler :

- 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.
- Il est à noter également que les travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage du Concedant 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

54% du linéaire de réseau HTA et BT mis en concession par Enedis en 2020 l'a été en zone 2 dite « en agglomération ».

Répartition du linéaire mis en concession (hors PDV) sous MOA Enedis par zone du cahier des charges

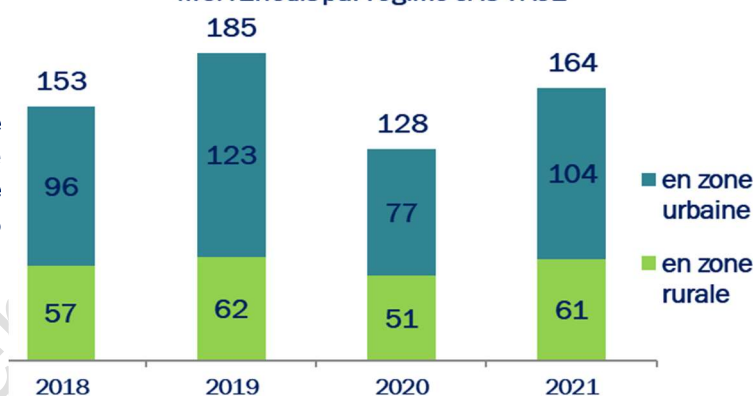


La convention de concession crée trois zones distinctes : la zone dite protégée¹¹, la zone en agglomération¹² et la zone hors agglomération.

Dans ces zones, les maîtres d'ouvrages 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).

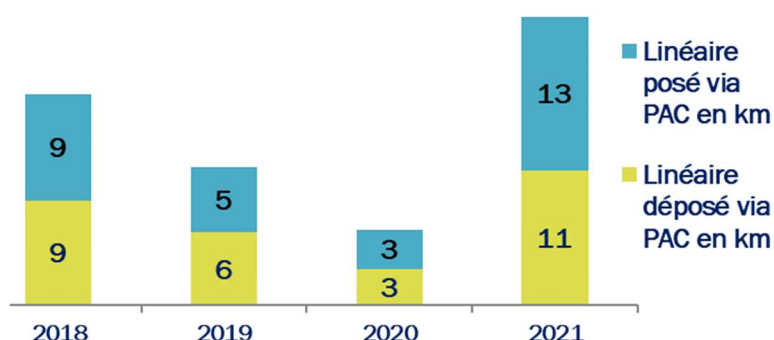
Répartition du linéaire mis en concession (hors PDV) sous MOA Enedis par régime CAS-FACE

Un peu moins des deux tiers du linéaire de réseau HTA et BT mis en concession par le Concessionnaire en 2021 l'a été **en zone urbaine** au titre du CAS-Facé¹³ (63% contre 60% en 2020).



5. Les travaux sur le réseau HTA aérien sensible aux aléas climatiques

Linéaire de réseau HTA traité par PAC par Enedis



¹¹ La zone protégée intègre le périmètre de visibilité des monuments historiques et le périmètre de zones naturelles protégées.

¹² La zone agglomérée est définie par la position des panneaux d'entrée et de sortie d'agglomération prévus par le Code de la route.

¹³ 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.

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 **490 k€** (CAPEX) en 2021 pour des travaux relatifs au Plan Aléas Climatiques, **déposé 11 km et posé près de 13 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 :

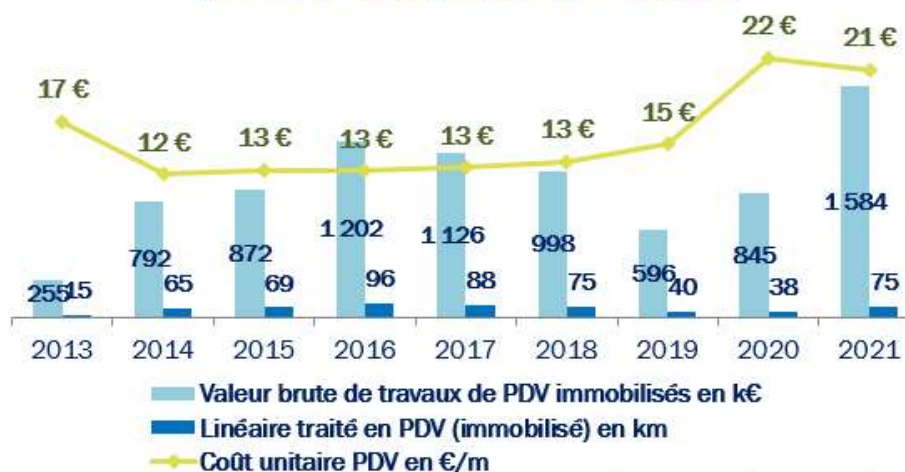
- L'identification du linéaire traité en PDV et le transfert des valeurs comptables des linéaires non traités vers les autres numéros d'immobilisation,
- Le retrait partiel des actifs traités,
- La mise en immobilisation des dépenses du chantier de PDV.

Les travaux de PDV entraînent 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'Énergie¹⁴.

 **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 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 ».

¹⁴ 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. »

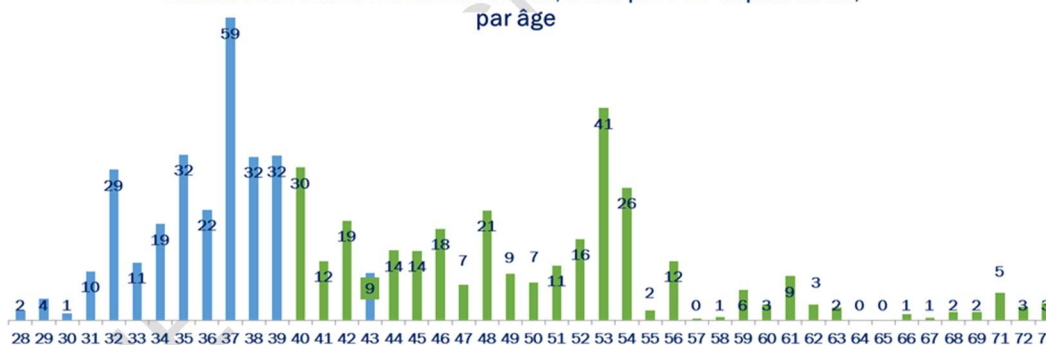
**Linéaire et coût unitaire des travaux de PDV immobilisés annuellement
(à fin 2021 : 561 km, CU moyen global 15 €/m)**



Au terme de l'exercice, on relève que :

- **561 km** de linéaires de réseau HTA aériens ont fait l'objet d'**opérations de PDV**, dont **75 km en 2021** (en hausse de 96% par rapport à 2020, même niveau qu'en 2018) sur la chronique 2013/2021.
- Sont concernés des réseaux âgés de **25 à 73 ans**.
- L'âge moyen du linéaire HTA traité par PDV (immobilisé) est d'environ **40 ans**. L'âge moyen du linéaire HTA traité par PDV en 2021 est d'un peu plus de 43 ans.¹⁵

Linéaire de réseau HTA aérien en km, traité par PDV depuis 2013, par âge



- Le montant total de travaux immobilisés est de **8 270 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 en 2020 et 2021** 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.

Ce programme se différencie du programme de PDV notamment en ce qu'il entraîne le remplacement d'un nombre plus important de composants des lignes HTA aériennes. Elle pourrait en outre entraîner 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 réponses depuis la mission de contrôle 2021 (questions

¹⁵ L'âge des réseaux traités en PDV varie de 25 à 73 ans, induisant des durées d'utilisation des câbles atteignant 88 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 en 2020 et 2021 et une année de travaux PDV en 2015. Le Concessionnaire a précisé avoir effectué l'une des corrections en 2022 et l'autre devrait intervenir en 2023.

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 qu'aucune affaire de Rénovation Programmée n'a été traitée ou programmée en 2021.

Au titre du contrôle de l'exercice comptable 2021, 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 : 2020 + 15 ans = 2035, 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 entraîneront 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.**

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. **Ces données n'ont pas été communiquées pour l'année 2021.**



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.**

Les analyses du Concessionnaire :

- Ont porté sur des opérations de PDV réalisées depuis 2015 et prenaient en considération les coupures pour cause de défaillances matérielles¹⁶ constatées antérieurement à la réalisation de l'opération de PDV et 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) à 5,5 ans (programme 2015) 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.

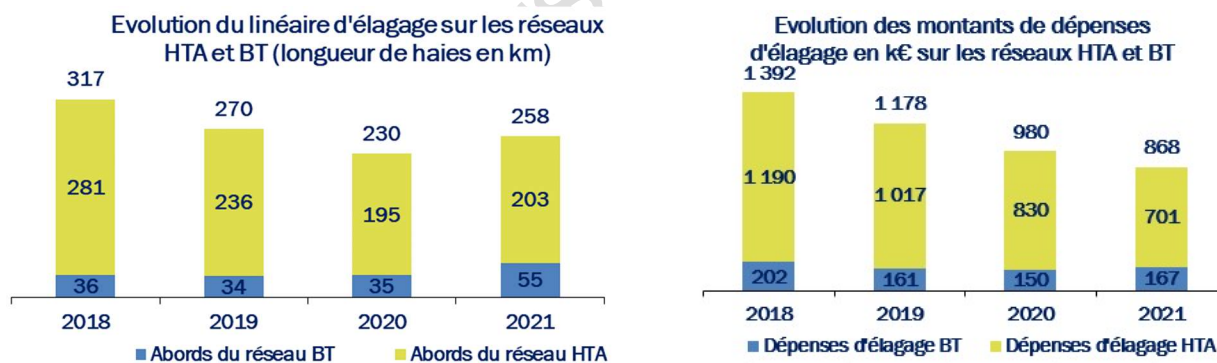
8. Les travaux d'élagage

En 2021, Enedis a élagué **258 km** de haies. Ce linéaire est en progression de 12 % par rapport à l'année précédente et le budget consacré à l'élagage (**868 k€**).

Après la diminution du linéaire de haies élaguées aux abords des réseaux HTA aériens de -27% entre 2017 et 2020, le Concédant constate que le linéaire de haies élaguées aux abords des réseaux HTA est légèrement supérieur à celui de 2020 (+4%), alors que le budget est inférieur de -16% (701 k€ contre 830 k€).

Le linéaire de haies élaguées aux abords des réseaux BT a fortement augmenté par rapport à 2020 (+57%) et retrouve un niveau équivalent à celui de 2017.

Le Concessionnaire concentre ses actions sur l'élagage des lignes HTA qui représente 79% des haies élaguées et des dépenses d'élagage.



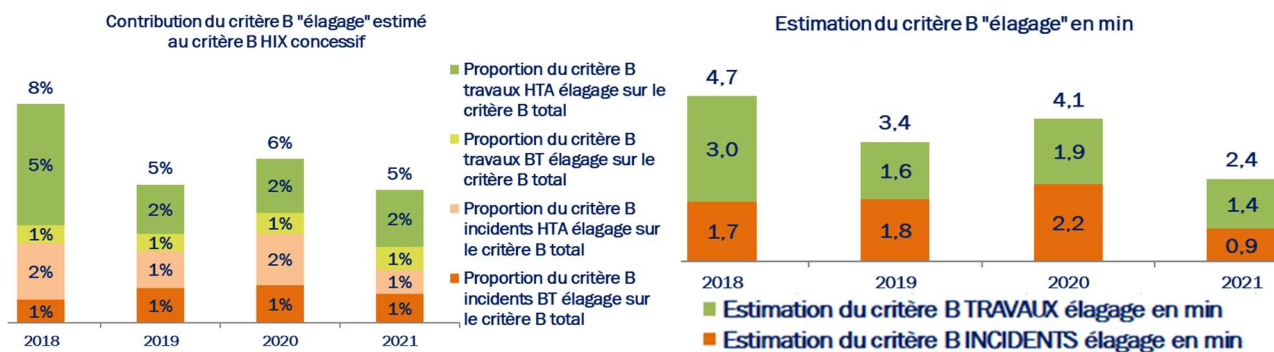
Le Concessionnaire précise qu'il effectue par hélicoptère une vérification des réseaux HTA aériens pour évaluer les besoins d'élagage, par cycle de 3 ans en moyenne. Il utilise le nombre de coupures longues ayant pour causes "Abattage insuffisant" ou "Élagage insuffisant" pour compléter le programme 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.

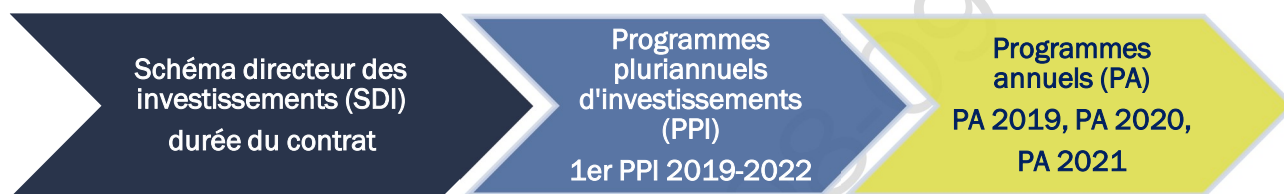
En revanche, le SDEC ÉNERGIE déplore l'absence de programme concernant le réseau BT.

¹⁶ Conducteurs dérégés, Défaillance de matériel : autre défaillance, Défaut de conception, Défaut de montage / tirage, Dépassement de capacités électriques, Mise en sécurité et Usure naturelle.



Le Concédant estime la part du critère B due à l'élagage (travaux et incidents) sur les réseaux HTA et BT à **2,4 minutes en 2021** (contre 4,1 minutes en 2020, soit -42%). Il représente **5% du critère B total hors incidents exceptionnels** (critère B HIX), contre 6% en 2020.

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 **1^{er} PPI** couvre la période du **1^{er} 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 (4^e 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 2021, le Concessionnaire a été interrogé sur la bonne cohérence entre les finalités de chantiers du PPI 2019/2022 et les objectifs investissements pour **5 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 2021, les résultats sont les suivants :

- Les quantités de pose et de dépose indiquées au PA ont été retrouvées à l'inventaire pour 2 dossiers sur 5,

- Pour 3 dossiers sur 5, soit les quantités de pose, soit celles de dépose, indiquées au PA n'ont pas été retrouvées à l'inventaire.



Les résultats du contrôle 2022 de traçabilité des linéaires réalisés au titre du PA 2021 seront donc à consolider avec la production de l'inventaire 2022.

10. Les taux de réalisation du PPI 2019/2022

Finalités du PPI 2019/2022	Unités	Objectifs (quantité)	Quantités réalisées à fin 2021	Taux de réalisation à fin 2021
1- Modernisation - HTA souterrain	km	44	23	52%
2- Modernisation - HTA aérien	km	44	111	252%
3- Climatique HTA aérien - Réseau à risque avéré	km	10	15	150%
4- Modernisation - PDV HTA aérienne	km	320	155	48%
5- Modernisation - Automatisation	Nombre	112	81	72%
6- Renforcement - Levée de contraintes réseau HTA (U)	N. B. Départs	4	Donnée non mesurable	
7- Renforcement - Levée de contraintes réseau HTA	N. B. Départs	7	8	114%
8- Modernisation continuité d'alimentation	Pas d'objectif quantitatif			
9- Climatique - risque inondation	N. B. Postes	20	19	95%
10- Climatique - risque inondation	N. B. Postes	24	26	108%
11- Matériels HTA/BT pollués au PCB	N. B. Transfos	160	136	85%
12- Modernisation - BT aérien	km	13,5	12	89%
13- Renforcement - Levée de contraintes réseau BT	km	10	17	170%

Le Concédant a mesuré l'état d'avancement du PPI 2019-2022 à fin 2021 et interrogé le Concessionnaire sur les résultats intermédiaires. Certaines quantités n'ont pas été communiquées : elles concernent les finalités 6- Renforcement - Levée de contraintes réseau HTA (delta U/U) et 8- Modernisation et continuité d'alimentation. **Les taux de réalisation du PPI 2019/2022 pour ces deux finalités ne peuvent être calculés.**

Il est à noter que les unités utilisées dans le cadre du suivi de la finalité de renforcement HTA (finalité 6) sont différentes de celles arrêtées dans le PPI.



Le taux de réalisation des travaux de modernisation du réseau HTA et BT aériens, de réalisation des travaux du PAC, d'automatisation, de création de départs HTA pour la levée de contraintes, de protection contre le risque inondation, de renforcement du réseau BT et de traitements des transformateurs pollués au PCB sont satisfaisants.



Les taux de réalisation des travaux de modernisation du réseau HTA souterrain et de PDV doivent être suivis, car ils sont très en deçà des objectifs du PPI 2019/2022.

L'établissement du bilan provisoire du 1^{er} PPI 2019-2022, ainsi que la mise à jour du diagnostic technique afin d'établir le 2^d 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 1^{er} trimestre de l'année 2023 pour le bilan définitif du 1^{er} PPI.



Le Concédant a également souhaité établir un point d'étape de l'avancement des valeurs repères du SDI. Le Concessionnaire a communiqué plusieurs résultats, mais a refusé de présenter ceux pour lesquels les pas de temps indiqués dans le cahier des charges sont l'échéance du/des PPI. **Les résultats obtenus sont présentés en fin de la partie "Qualité-Sécurité".**

11. Les travaux réalisés par le SDEC ÉNERGIE

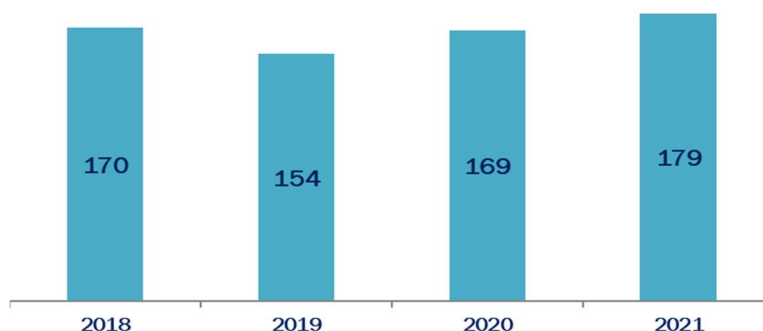


Les linéaires déclarés ci-dessous correspondent à ceux de l'année de programmation budgétaire du SDEC ÉNERGIE.

Ces linéaires sont pour partie mis en service au titre de cette année, mais peuvent être mis en service au cours des années suivantes.

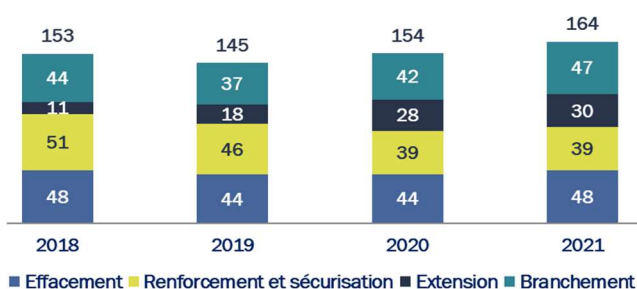
Ces linéaires comprennent les longueurs de canalisation de branchement réalisées à la différence de celles déclarées par le Concessionnaire.

Linéaire de réseau HTA-BT réalisé par le SDEC ENERGIE par année de programmation incluant les linéaires de branchement



En 2021, le SDEC ÉNERGIE a réalisé **179 km de linéaire de réseau BT et HTA** pour l'année de programmation budgétaire 2021.

Répartition des linéaires de réseau BT posé par le SDEC ÉNERGIE par type de travaux en km par année de programmation



Le SDEC ÉNERGIE a réalisé 164 km de réseau BT, y compris les branchements, soit un linéaire en augmentation de **7% par rapport au programme de 2020**.

Le Syndicat a eu recours à la **technique souterraine pour 92%** du linéaire de ses travaux sur le réseau BT.

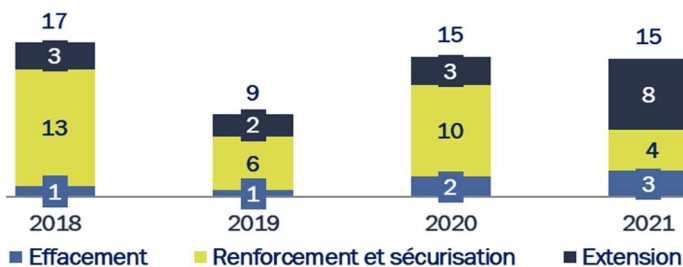
Les travaux réalisés par le Concédant sur le réseau BT sont essentiellement des travaux d'**effacements, de raccordement et de renforcements**.

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 2021, le SDEC ÉNERGIE a posé 15 km de linéaire HTA, uniquement en technique souterraine.

Les travaux sur le réseau HTA menés par le SDEC ÉNERGIE sont principalement réalisés dans le cadre de renforcements et sécurisations du réseau (52%).

Répartition des linéaires de réseau HTA posé par le SDEC ÉNERGIE par type de travaux en km par année de programmation



Les travaux du Syndicat, pour le programme 2021, ont contribué à renouveler 112 km de réseau HTA, BT et de branchements, dont 29 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 2021, 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) : 28% en zone 1 dite "zone protégée", 37% en zone 2 dite "en agglomération" et 36% en zone 3 dite "hors agglomération".

Le SDEC ÉNERGIE a construit 87% du linéaire de réseau HTA et BT en zone rurale au titre du CAS-FACE et 82% en comptabilisant aussi les branchements.

12. Le linéaire de réseau mis en concession par maître d'ouvrage

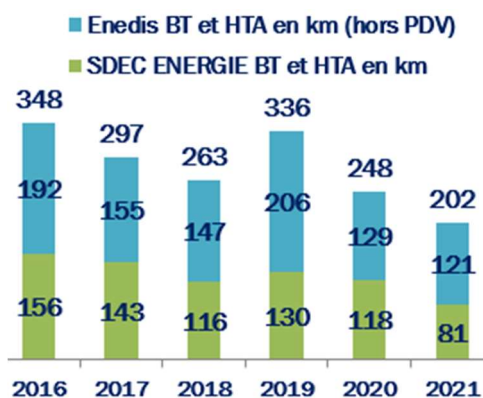
En complément des présentations précédentes, basées sur les mises en concession de l'année pour Enedis et sur l'année de programmation pour le SDEC ÉNERGIE, voici une présentation « comptable » des linéaires de réseau créé par Enedis et le SDEC ÉNERGIE.

Il s'agit de comptabiliser, pour chaque maître d'ouvrage, le linéaire mis en concession (c'est-à-dire 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 pour ces ouvrages.

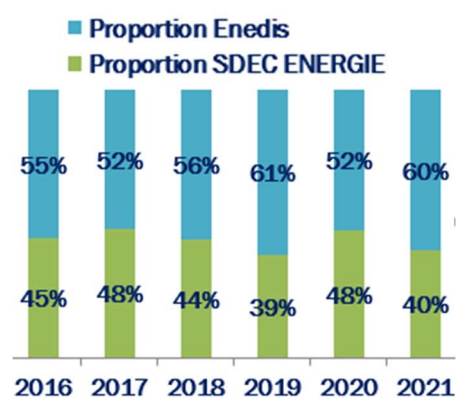
Ces données sont issues de la compilation des ouvrages mis en concession sur la période 2016-2021 (fichiers 23xx). Il est à noter que les données de la dernière année de mise en service (dans le cas d'espèce 2021) sont toujours **très partielles à l'année de production de l'inventaire**. Les linéaires déclarés sont consolidés lors des exercices comptables suivants. **Les remarques ci-dessous ne concernent donc que l'année N-1 c'est-à-dire 2020.**

Il est à noter que **les linéaires déclarés pour le Concessionnaire ne font pas apparaître les linéaires traités par des opérations de PDV**, ces canalisations ayant fait l'objet d'une maintenance lourde et non d'un renouvellement.



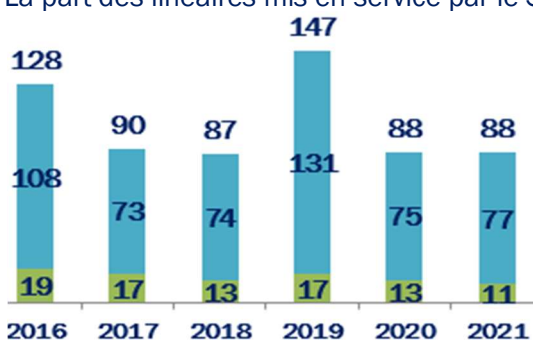


Linéaire de réseau HTA et BT mis en concession en 2016-2021 par année de mise en service et par maître d'ouvrage

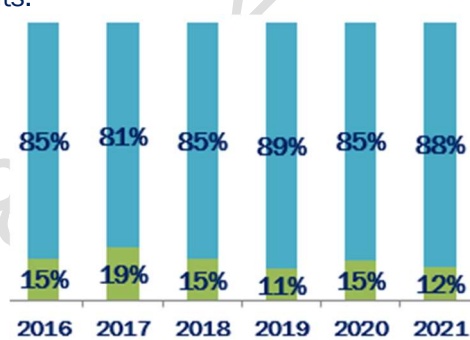


En 2020, le SDEC ÉNERGIE a mis en service 118 km de réseau, tandis que le Concessionnaire a mis en service 129 km de canalisations. Le linéaire mis en service est en diminution pour les deux maîtres d'ouvrage avec une diminution beaucoup plus forte pour le Concessionnaire (-77 km).

Enedis a mis en service 52% des linéaires de réseau, cette part diminue de 9 points par rapport à 2019. La part des linéaires mis en service par le Syndicat croît de 9 points.

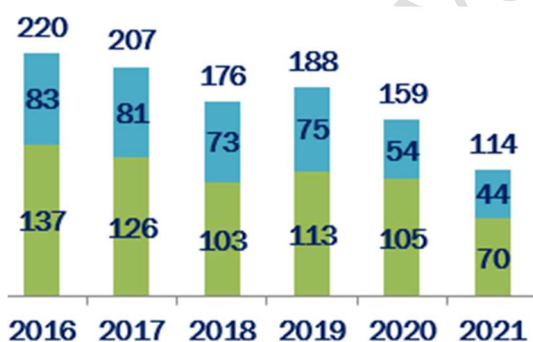


Linéaire de réseau HTA (hors PDV)

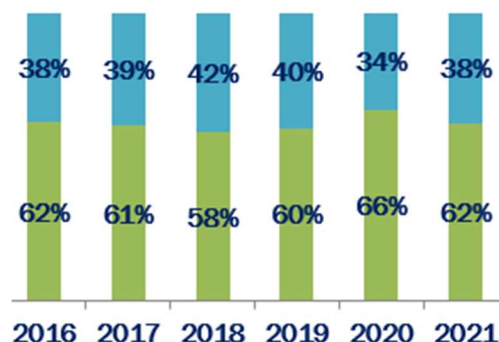


En 2020, Enedis a mis en service 75 km de réseau HTA, c'est-à-dire 85% des mises en service.

Pour rappel, le SDEC ÉNERGIE peut intervenir par exception sur le réseau HTA lorsqu'il est maître d'ouvrage de travaux sur le réseau BT. Une mesure du niveau d'intervention du Syndicat sera réalisée au terme du 1^{er} PPI 2019/2022, ce niveau d'intervention sur la durée de ce PPI sera mesuré par rapport à une valeur initiale de 100 km.



Linéaire de réseau BT



En 2020, 159 km de réseau BT ont été mis en service dont 105 km sous maîtrise d'ouvrage du SDEC ÉNERGIE. Ceci représente 66% 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 2021, les résultats des **deux maîtres d'ouvrages atteignent les objectifs fixés** par le cahier des charges de concession, voire les **dépassent largement** pour les linéaires de réseau posés **en zones 2 et 3**. Il s'agit des linéaires de réseau mis en concession en 2021 pour Enedis et des linéaires du programme de travaux 2021 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 (**130 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 2021, les travaux menés sur les postes de transformation HTA/BT par les deux maîtres d'ouvrages ont permis le **traitement de 19 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 31/12/2021, il est nécessaire d'en remplacer en moyenne 33 par an.

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'ouvrages 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 cancérigènes, 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'ouvrages.

PROJET - Version 08-09-2023

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.
- Des précisions relatives à l'objectif et au périmètre du nouveau programme de Rénovation Programmée (RP) ont été apportées. Plusieurs questions du Concédant restent toutefois en attente.
- Dans le cadre du PPI 2019/2022, les taux de réalisation des travaux de :
 - modernisation du réseau HTA et BT aérien,
 - d'automatisation,
 - de réalisation des travaux du PAC,
 - de création de départs HTA pour levée de contraintes,
 - de renforcement du réseau BT,
 - d'équipement des postes de transformation pour le risque inondation
 - et de traitements des transformateurs pollués au PCB

sont satisfaisants.



POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER

Points à surveiller en 2022 :

- Les taux de réalisation des travaux de modernisation du réseau HTA souterrain et de PDV dans le cadre du PPI 2019/2022, doivent progresser.

Points en attente en 2022 :

- Le retour d'expérience des effets de la PDV n'a pas été actualisé pour la mission de contrôle 2022 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.
- 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.



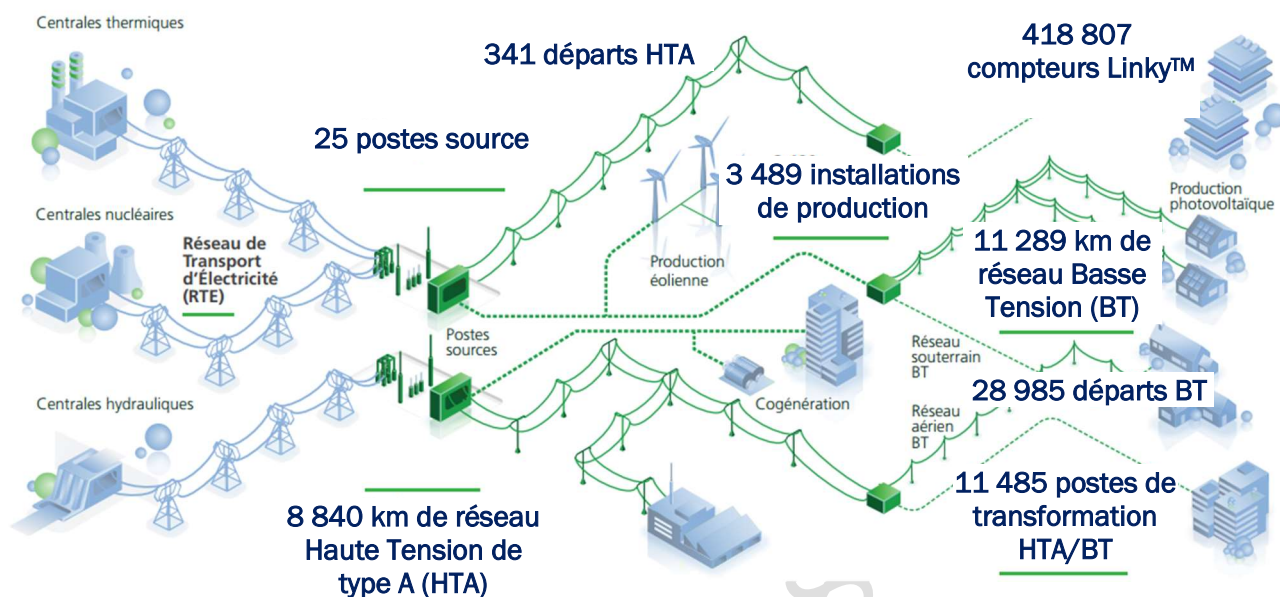
POINTS FAIBLES OU EN ATTENTE RÉCURRENTS

- 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 2021

LE RÉSEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ



Source de l'illustration : CRAC Enedis

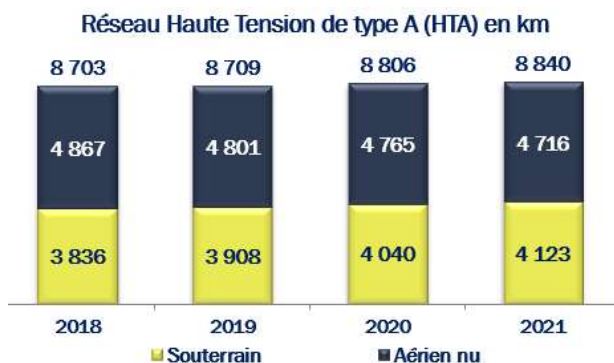
Au terme de l'année 2021, le réseau de distribution public d'électricité sur le territoire de la concession est composé de :

- **25 postes source** alimentant et situés **sur la concession**, 4 autres sont situés en dehors du territoire du Calvados. Ils alimentent **341 départs HTA**.
- **20 128 km de réseau** (hors câbles de branchement) répartis en deux niveaux de tension : **11 289 km de réseau BT** et **8 840 km de réseau HTA**.
- **11 485 postes de transformation** qui permettent d'abaisser la tension de HTA à BT. Ils alimentent **28 985 départs BT**.
- **418 807 compteurs Linky** ont été installés. Le nombre de compteurs total à fin 2021 n'a pas été communiqué (compteurs actifs et inactifs).
- **3 489 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 0,8% et de 0,4% en 2021.**



2. Les canalisations HTA et BT

Le linéaire de réseau haute tension de type A¹⁷ (HTA) est constitué de **8 840 km**. En 2021, ce linéaire évolue de 0,4%, soit **34 km**.



Ce réseau est composé de **4 716 km** de **réseau aérien** et de **4 123 km** de **réseau souterrain**.

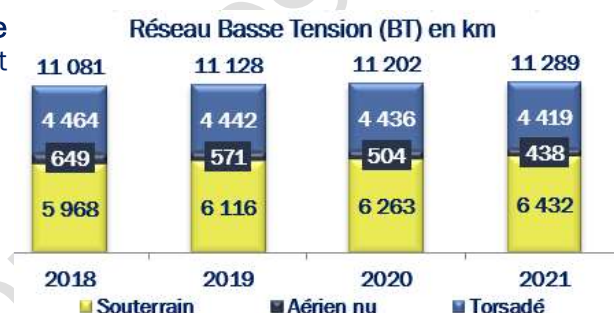
Il comporte également une petite longueur de réseau aérien torsadé (538 mètres en 2021). Enedis précise que la technologie de réseau est très peu répandue à la maille France. Elle est parfois utilisée en zone boisée, avec des inconvénients liés à la chasse ou aux chutes d'arbres.

0,9% du réseau HTA est en aérien fils nus de faible section (76 km).

Le linéaire de réseau basse-tension (BT) est de **11 202 km**. En 2021, ce linéaire évolue de 0,8%, soit de **87 km**.

Il est constitué de :

- **438 km** de **réseau aérien nu** (4% du réseau BT),
- **4 419 km** de **réseau torsadé**,
- **6 432 km** de **réseau souterrain**.



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.

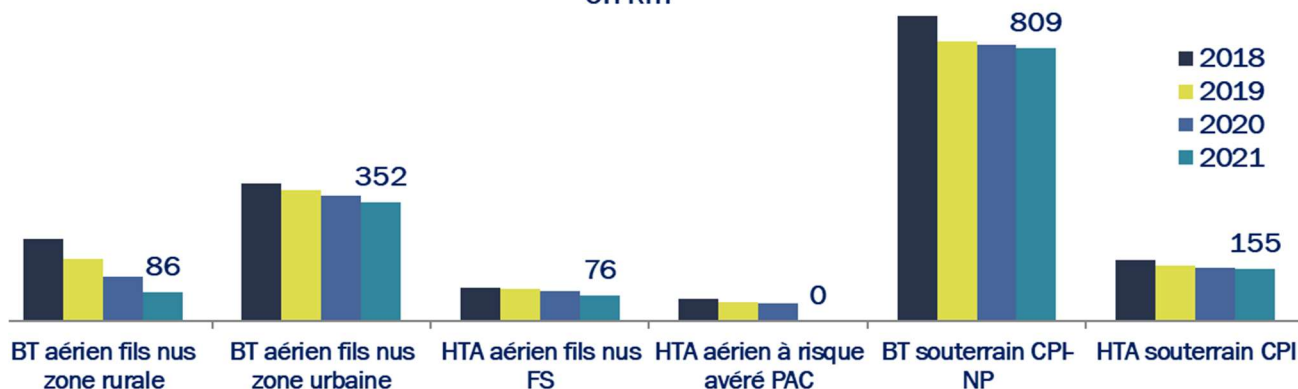


Le **taux concessif de réseau BT en souterrain s'établit à 57%**, alors que celui du réseau HTA est de **47%**.

¹⁷ 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. Elles font également le lien entre les clients et les postes de transformations. 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 230V ou 400V.

3. Zoom sur les réseaux fragiles HTA et BT

Evolution des linéaires des réseaux de technologies fragiles sur la concession en km



Les réseaux sont composés de différentes technologies. Certaines sont dites « fragiles », car plus sensibles aux incidents que d'autres.

La concession compte à fin 2021 :

Pour le réseau HTA	Pour le réseau BT
76 km de réseau aérien de faible section, soit une proportion de 0,9% du réseau HTA total et 2% du réseau HTA aérien nu.	438 km de réseau BT aériens nus, c'est -13% de linéaire en moins qu'en 2020. Cette diminution est essentiellement due à l'action du SDEC ÉNERGIE en domaine rural.
155 km de réseau souterrain à isolation en papier imprégné (CPI), soit une proportion de 2% du réseau HTA total et 4% du réseau HTA souterrain.	Le réseau BT compte 809 km de câble souterrain à isolation papier imprégné (CPI) ou à neutre périphérique (NP).
Ces longueurs sont en diminution, respectivement de -16% et -2%.	Ce linéaire a diminué de -1% par rapport à 2020.
Le réseau HTA compte également 75 km de réseau souterrain synthétique de 1 ^{re} génération qui est potentiellement à risque.	Il représente 13% du linéaire de réseau BT souterrain et 7% du réseau BT total.

Il est rappelé sur ce point :

- Qu'ENEDIS n'a pas transmis les linéaires et la localisation des réseaux concernés par le plan aléa climatique à la maille communale.
- que la convention relative à la cartographie à moyenne échelle des ouvrages du réseau public de distribution signée le 22 décembre 2022 prévoit désormais la communication de 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 2^e programme pluriannuel d'investissements (PPI) en zone rurale et le terme du contrat en zone urbaine.

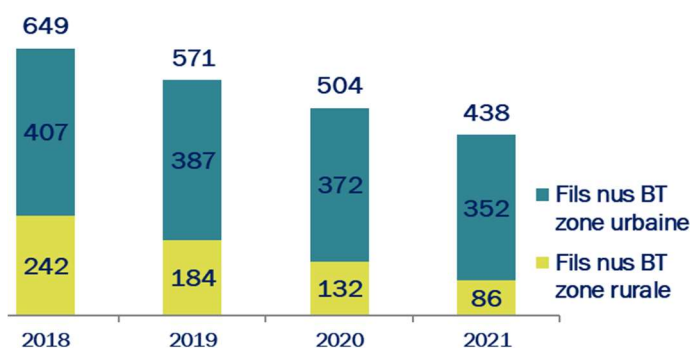
Le contrat précise que la suppression du réseau BT aérien en fils nus doit être la plus régulière possible d'un PPI à l'autre. Le premier PPI a été établi sur la période 2019-2022.

Au rythme de dépose 2021, la résorption des 86 km de cette technologie en zone rurale et des 352 km en zone urbaine pourrait être observée :

- en 2 ans en domaine rural,
- en 18 ans en domaine urbain. Cette durée est plus beaucoup courte que celle observée l'année précédente, ce qui traduit une **accélération de la résorption dans cette zone**.



Evolution du linéaire de réseau BT aérien fils nus en km par zone FACE



Réseau BT aérien en fils nus :

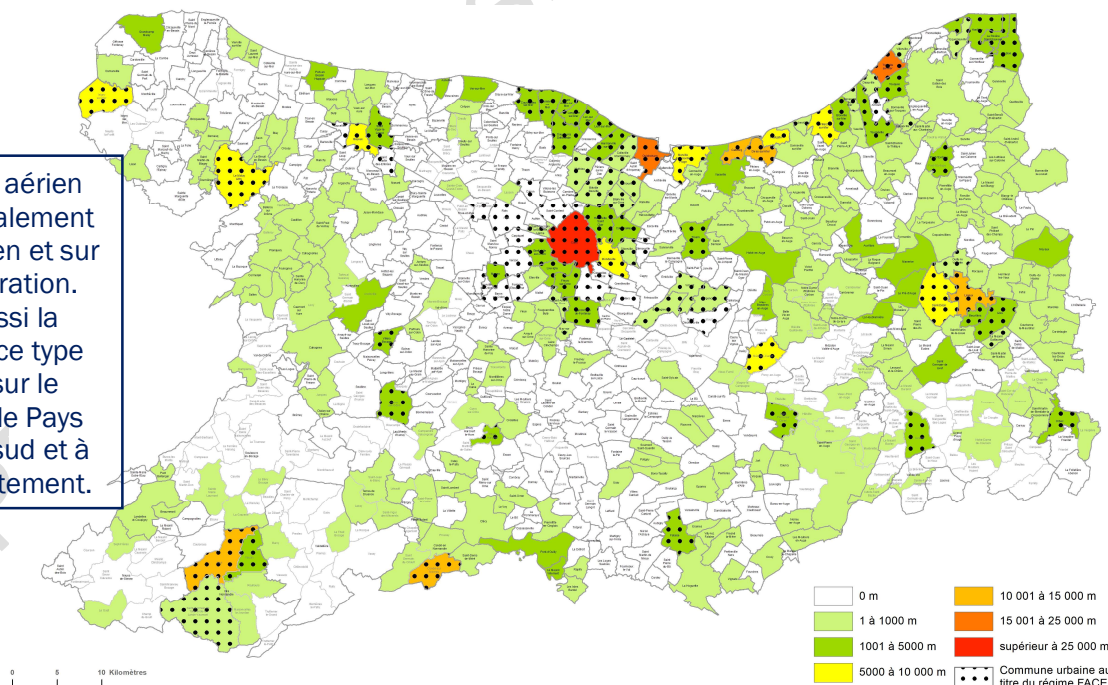
Quantité 438 km (4% du réseau BT)

Évolution 2020/2021 : -13%

- 46 km en domaine rural (action du Syndicat)
- 20 km en domaine urbain.

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 :

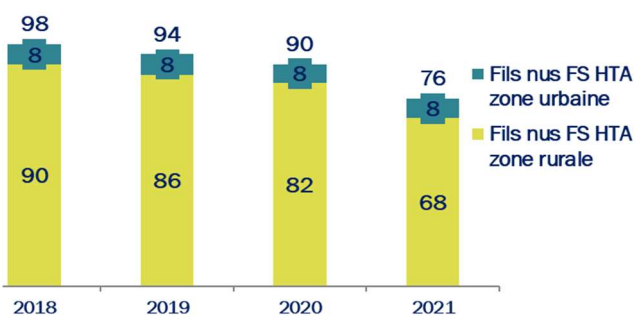
Quantité : **76 km** (0,9% du réseau HTA)

Évolution 2020/2021 : **-16%**

Le remplacement du réseau HTA aérien nu de faible section n'est pas inscrit comme valeur repère au schéma directeur des investissements (SDI).

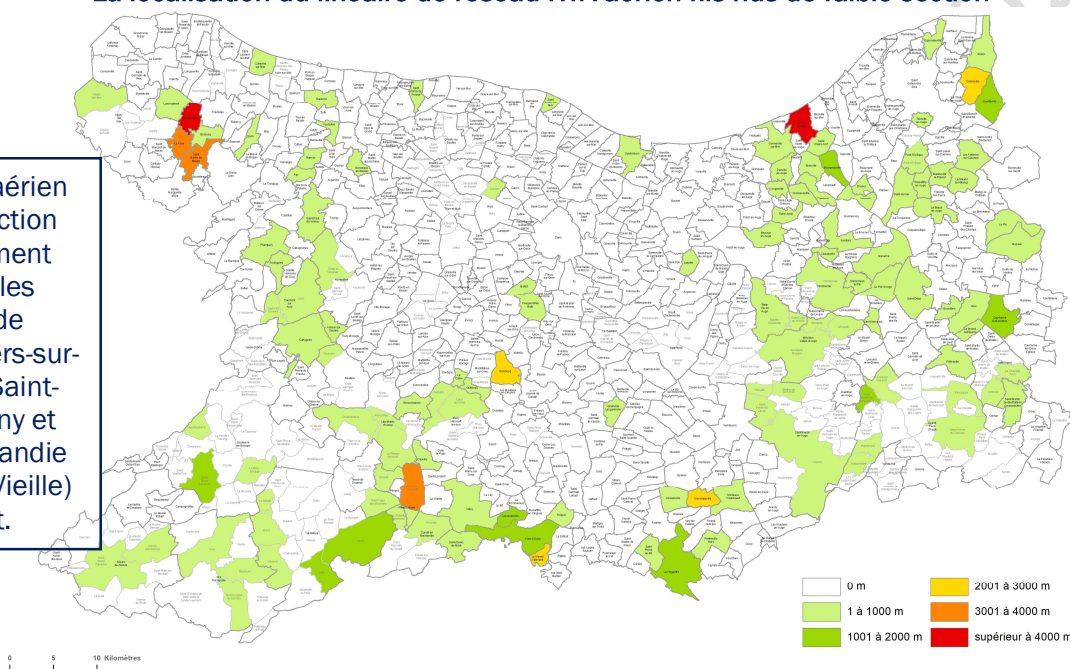
Au rythme de dépose en 2021, la résorption des 76 km de cette technologie pourrait être observée en 5 ans (contre 23 ans en 2020).

Evolution du linéaire de réseau HTA aérien fils nus de faible section en km par zone FACE



La localisation du linéaire de réseau HTA aérien fils nus de faible section

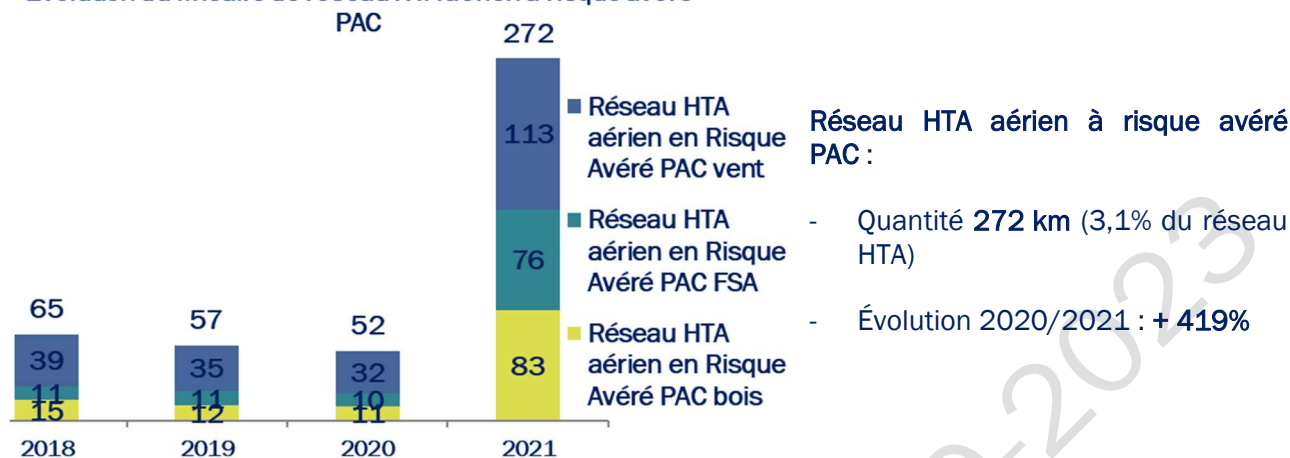
Le réseau HTA aérien nu de faible section est principalement implanté sur les communes de Bricqueville, Villers-sur-Mer, La Folie, Saint-Martin-de-Blagny et Condé-en-Normandie (Saint-Pierre-la-Vieille) notamment.



5. Le réseau HTA aérien soumis aux aléas climatiques

5.1 Le linéaire de réseau HTA aérien à risque avéré (PAC)

Evolution du linéaire de réseau HTA aérien à risque avéré



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 272 km, contre 52 km en 2020. Ce réseau HTA aérien à risque avéré PAC se répartit en 83 km en zone de bois, 76 km de faible section et 113 km en zone de vent.

Enedis ayant communiqué ces données tardivement, l'augmentation du stock de réseau HTA aérien à risque avéré inscrit au Plan Aléas Climatiques (PAC) reste inexpliquée au terme de la mission de contrôle.

Cependant, et en l'attente d'interroger Enedis dans le cadre de la prochaine mission de contrôle, il semble que cette augmentation pourrait être liée à la mise en œuvre d'un programme complémentaire de résorption.

En effet, lors de la précédente mission de contrôle, Enedis a évoqué la mise en œuvre du Plan Aléas Climatiques (PAC n°2) dans la continuité du PAC n°1.

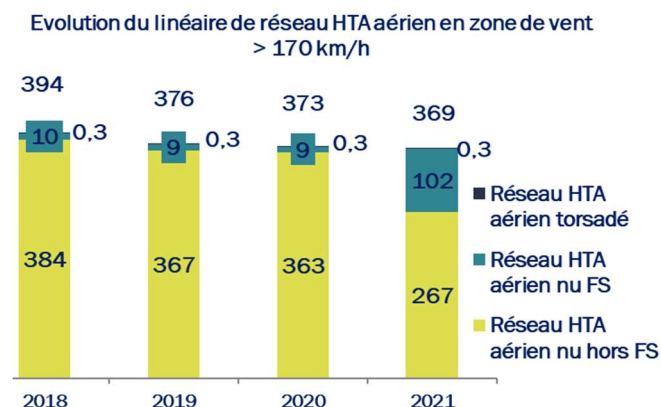
L'objectif retenu de ce programme est notamment, pour un évènement climatique équivalent aux tempêtes de 2017, de réduire le pic de clients coupés et d'accélérer la réalimentation par automatismes. Pour cela, le programme PAC n°2 vise à sécuriser les antennes des départs HTA aériens alors que le PAC n°1 vise prioritairement les lignes principales.

Lors de la mission de contrôle 2022, Enedis a précisé que les deux programmes sont complémentaires et coexisteront dans le temps.

Le Concédant interrogera Enedis lors de la prochaine mission de contrôle afin qu'il confirme les raisons expliquant la variation de linéaire.



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 nette décroissance de ce stock entre 2018 et 2021 (394 km en 2018, 369 en 2021).

Le Concessionnaire ayant communiqué ces données tardivement, le Concédant n'a pas été en mesure de l'interroger sur l'évolution des quantités de réseau HTA aérien nu de faible section en zone de vent entre 2020 et 2021.

En effet, on relève 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.



Le concédant interrogera Enedis sur les causes de ce basculement lors de la prochaine mission de contrôle.

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.

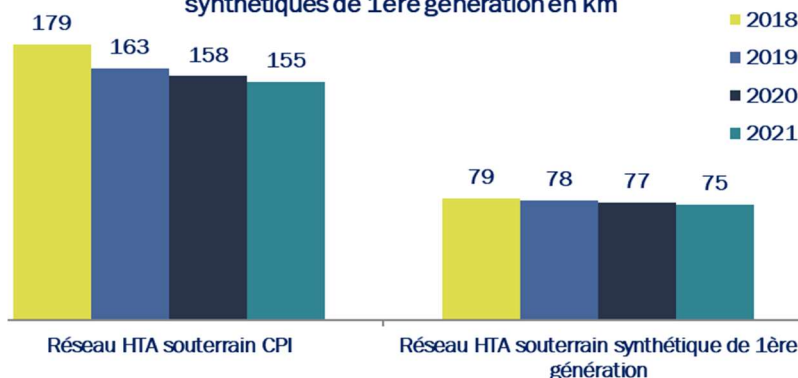
Le Syndicat a donc inscrit, au SDI, l'augmentation régulière du taux de réseau BT souterrain en zone de vent > 170 km/h en zone rurale de 54% à 70%, au terme du 6^e PPI.


Au terme de l'exercice, le taux de réseau BT rural en souterrain est de 62%.

6. Les réseaux souterrains HTA et BT fragiles : CPI, CNP...

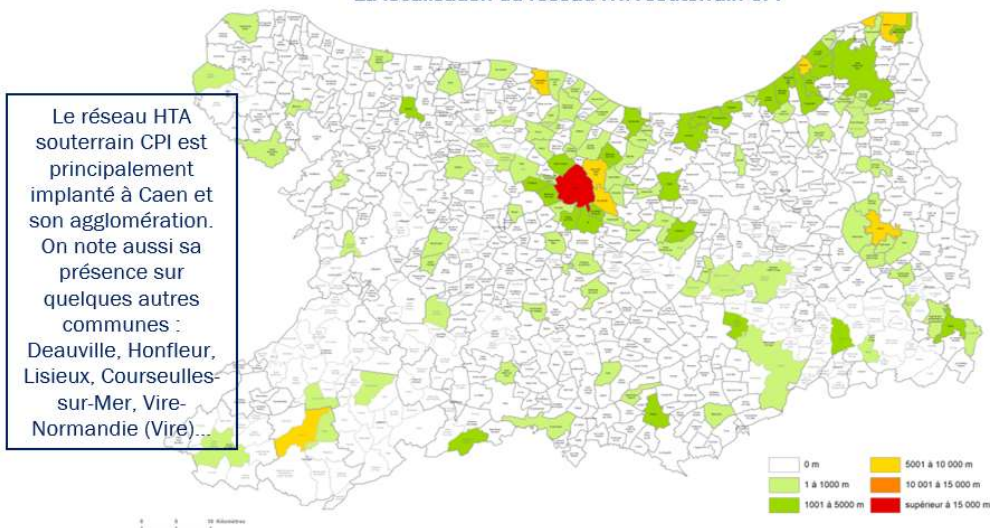
6.1 le réseau HTA

Evolution du linéaire de réseaux souterrains HTA en papier imprégné (CPI), câbles à neutre périphérique (CNP) et câbles synthétiques de 1ère génération en km



Le réseau HTA souterrain CPI	Le réseau HTA souterrain synthétique de 1 ^{re} génération
<ul style="list-style-type: none"> - Évolution 2020/2021 : -2% (- 4 km) - 4% du réseau HTA souterrain est en CPI (2% du réseau HTA total) 	<ul style="list-style-type: none"> - Évolution 2020/2021 : -2% (-2 km) - 2% du réseau HTA souterrain est en synthétique de 1^{re} génération
<p>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 4^e PPI.</p> <p>À fin 2021, le linéaire de réseau HTA souterrain CPI s'élève à 155 km, contre 179 km en 2018. Ce réseau HTA souterrain CPI est localisé à 95% en zone urbaine.</p>	<p>Le réseau HTA souterrain synthétique de 1^{re} génération est sous surveillance, car potentiellement incidentogène. Sa suppression n'est pas inscrite comme valeur repère au SDI.</p> <p>Au rythme de dépose 2021, la résorption des 75 km de cette technologie pourrait être observée en 41 ans (en 69 ans au rythme 2020).</p>
 <p>Au rythme de dépose 2021, la résorption de 90% du linéaire de cette technologie pourrait être observée en 36 ans (en 29 ans au rythme 2020). Ce rythme s'il se maintient ne permettra pas la suppression de 90% du stock en 4 PPI soit 16 ans comme le prévoit le schéma directeur.</p>	

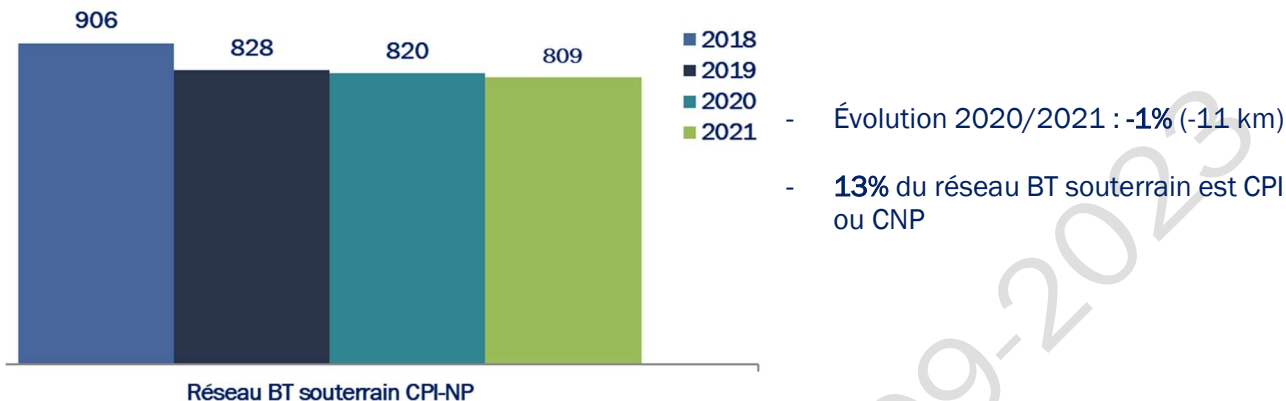
La localisation du réseau HTA souterrain CPI



6.2 Le réseau BT

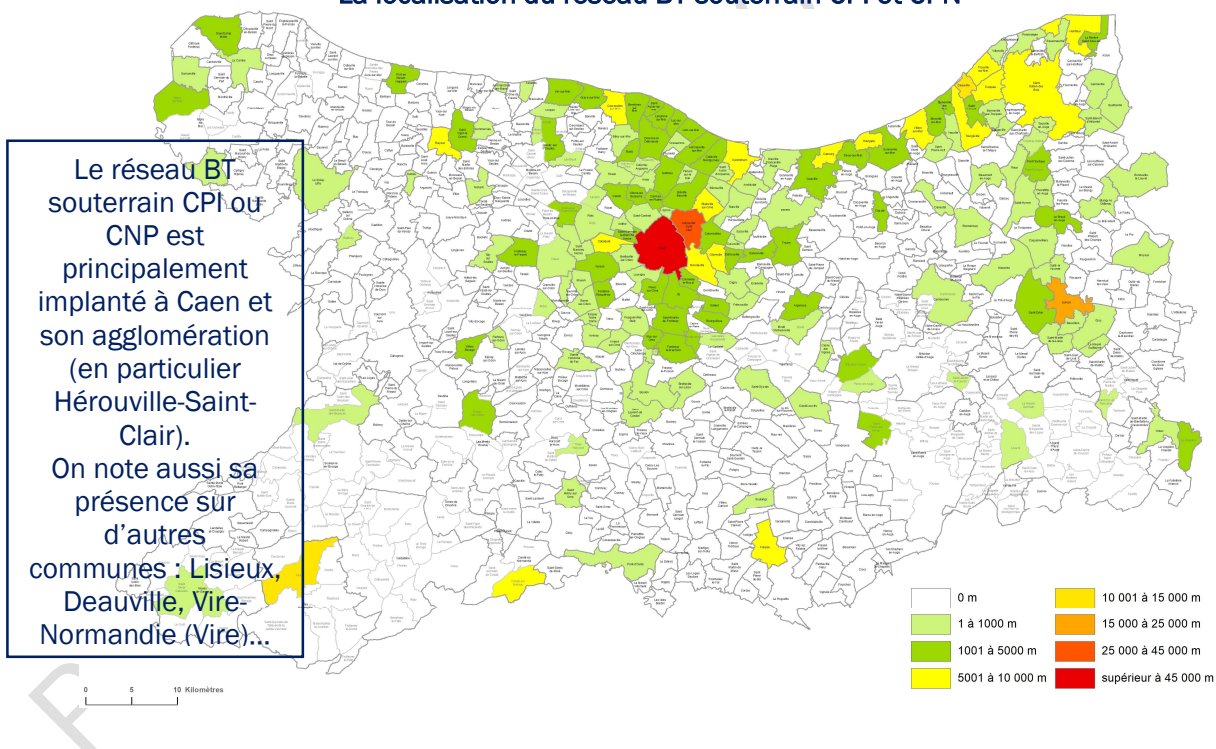
Le réseau BT souterrain en câble papier imprégné (CPI) et câble à neutre périphérique (CNP) est également **sous surveillance**. Le stock est estimé, car ces informations ne sont pas natives dans les SI du Concessionnaire. La suppression de ces technologies n'est pas inscrite comme valeur repère au SDI.

Evolution du linéaire de réseaux souterrains BT en papier imprégné (CPI), câbles à neutre périphérique (CNP) en km



Au rythme de dépose 2021, la résorption du stock estimé à **809 km** de cette technologie pourrait être observée en 76 ans (en 99 ans au rythme 2020).

La localisation du réseau BT souterrain CPI et CPN



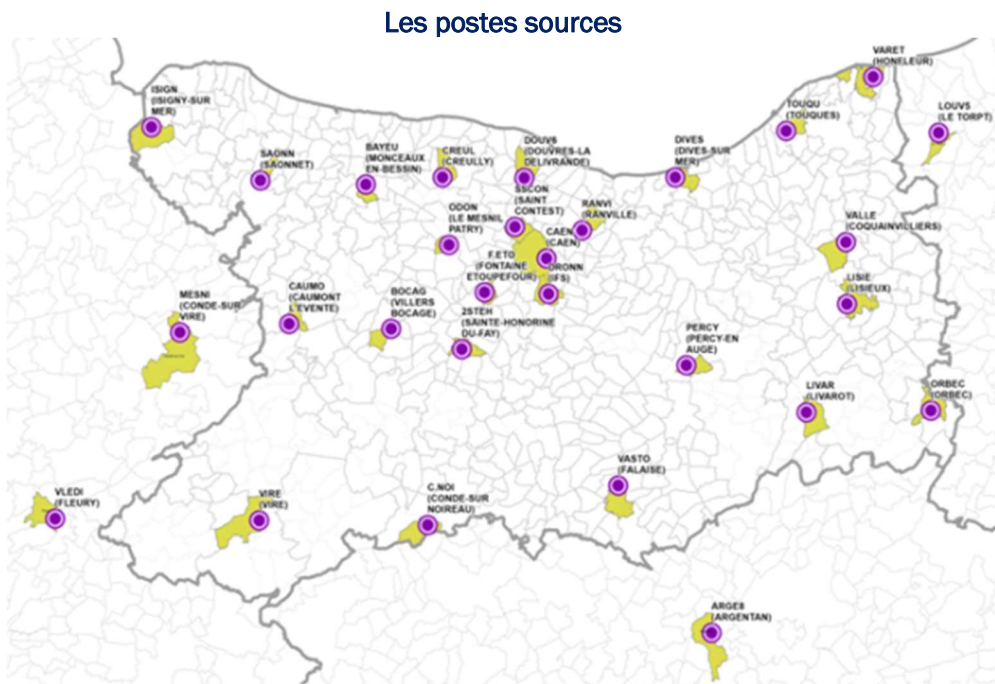
7. Les immeubles mis à disposition, les postes de transformation HTA/BT et les postes sources

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).

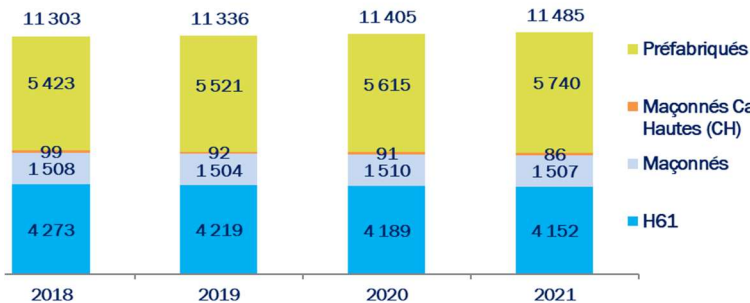
7.2 Les postes sources



29 postes sources alimentent la concession, dont 4 sont situés en dehors du périmètre de la concession.

7.3 Les postes de transformation

Evolution du nombre de postes de transformation HTA/BT par catégorie



- **11 485** postes de transformation HTA/BT
- Évolution 2020/2021 : + **0,7%**
- **68%** des postes de transformation sont situés en **zone rurale**.
- Âge moyen : **30 ans**
- **24%** 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 **11 485** en 2021 (+ 0,7% d'augmentation par rapport à 2020). **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 **30 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 20 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 2021.

Les postes de transformation de plus de 40 ans représentent 24 % du parc en concession au terme de l'exercice.

7.4 Les transformateurs et les autotransformateurs

La concession compte **11 570 transformateurs HTA/BT** au terme de l'exercice. Plus des trois quarts (77%) 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 2021, contre 25 en 2020.

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.

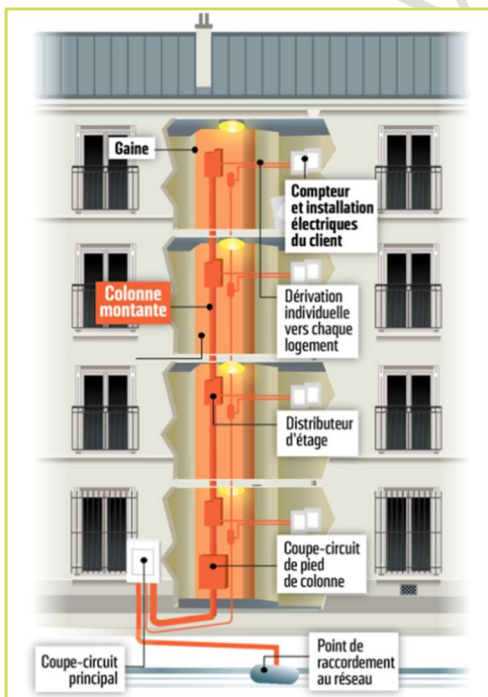
8. Les départs HTA et BT et les OMT

341 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 **2 187 points** de manœuvre automatisés (organe de manœuvre télécommandé - OMT) et **1 449 IACM** (interrupteurs aériens à commande manuelle) en 2021. La concession compte **31 départs sans OMT**. En moyenne, **6 OMT** équipent un départ HTA alimentant la concession et 1 OMT isole 2,2 km de réseau HTA aérien.

Parmi les **28 985 départs BT** alimentent la concession. **45%** 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).

9. 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 2021, Enedis dénombre 16 472 ouvrages collectifs de branchement.

Source de l'illustration : LP/INFOGRAPHIE - JOSÉ MANCHEGO

La loi ÉLAN¹⁸ 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 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 2021 fait apparaître 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.

Les effets patrimoniaux de la loi ÉLAN

Les ouvrages collectifs de branchement	Quantité
Ouvrages collectifs de branchement (OCB) concessifs	8 091
Ouvrages collectifs de branchement (OCB) repris dans le cadre de la loi ÉLAN	8 381
Total OCB	16 472

8 381 ouvrages collectifs de branchement ont été repris dans le patrimoine concessif dans le cadre de la loi ÉLAN.

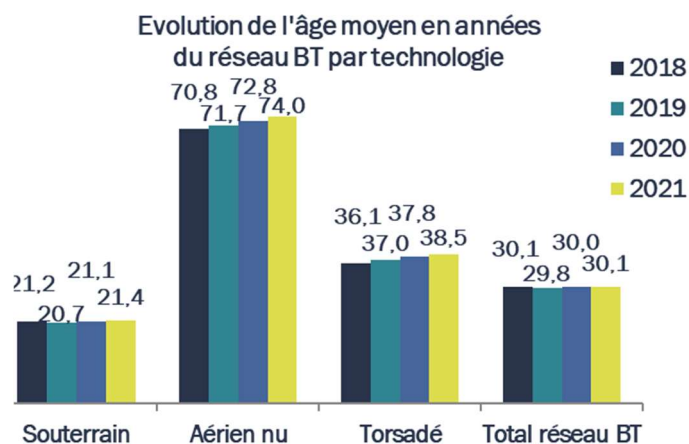
Années de mise en service des ouvrages collectifs de branchement	Quantité	Proportion
1950 et avant	196	1%
1951-1970	3 783	23%
1971-1990	6 478	39%
1991-2020	5 858	36%
2021	157	1%
Total	16 472	

24% des ouvrages collectifs de branchement ont été mis en service avant 1970.

10. L'âge moyen des réseaux BT

- Âge moyen BT en 2021 : **30,1 ans**,
- Âge moyen BT hors linéaire de 1946 : près de **23,6 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 2020 (**30,0 ans**).

Il est à noter qu'une part du linéaire de réseau BT (13% à fin 2021, soit 1 484 km) a été renseignée par le Concessionnaire **comme ayant été posé en 1946, de manière arbitraire**, sans correspondance avec la date réelle de pose.

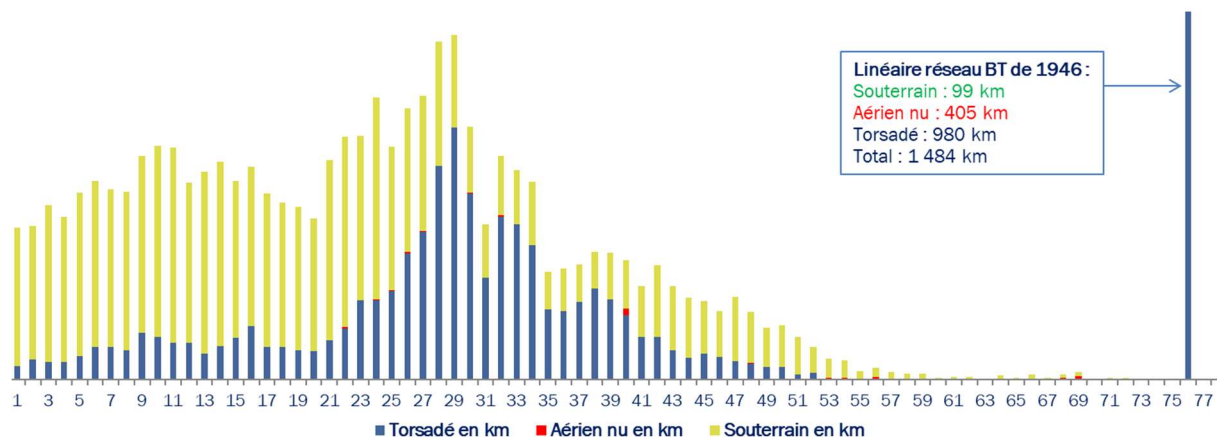
¹⁸ Loi Elan (évolution du logement, de l'aménagement et du numérique), promulguée le 23 novembre 2018.

La pertinence de ce calcul est donc amoindrie par cet état de fait. Le calcul de l'âge moyen du réseau BT, hors linéaire daté de 1946, est de 23,6 ans, soit près de 7 ans de moins que pour l'ensemble du réseau BT.¹⁹

En 2021, le linéaire de réseau BT daté de 1946 arbitrairement est en diminution de 5% par rapport à 2020, comme entre 2019 et 2020.



Linéaire de réseau BT en km, par technologie et par âge en 2021
(source : inventaire technique CTL_OBT_001)

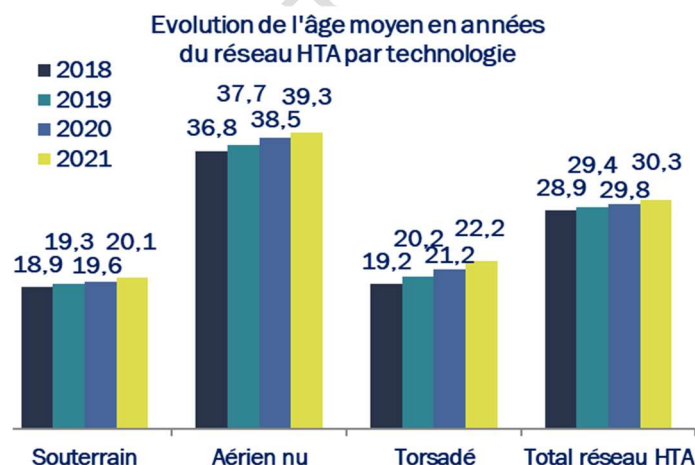


Le Concessionnaire a fixé la durée d'amortissement du réseau BT torsadé à 50 ans et celle des autres technologies BT à 40 ans. Une grande part du réseau BT sera totalement amorti pendant le contrat de concession signé en juin 2018.

À fin 2021, 2 283 km de réseau BT sont complètement amortis, soit 20% du linéaire total de réseau BT et 13% du réseau a plus de 60 ans. Ces proportions sont en baisse de 1% par rapport à 2020.

Compte tenu de la part importante d'ouvrages BT qui va dépasser sa durée de vie probable²⁰ au cours du contrat en vigueur, le SDEC ÉNERGIE sollicite des études techniques confortant ou non les durées d'usage de ces ouvrages.

11. L'âge moyen des réseaux HTA



- Âge moyen en augmentation depuis 2007 : **30,3 en 2021**,
- Le vieillissement concerne au principal les lignes aériennes en fils nus : **39,3 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)** ».

¹⁹ 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.

²⁰ 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.

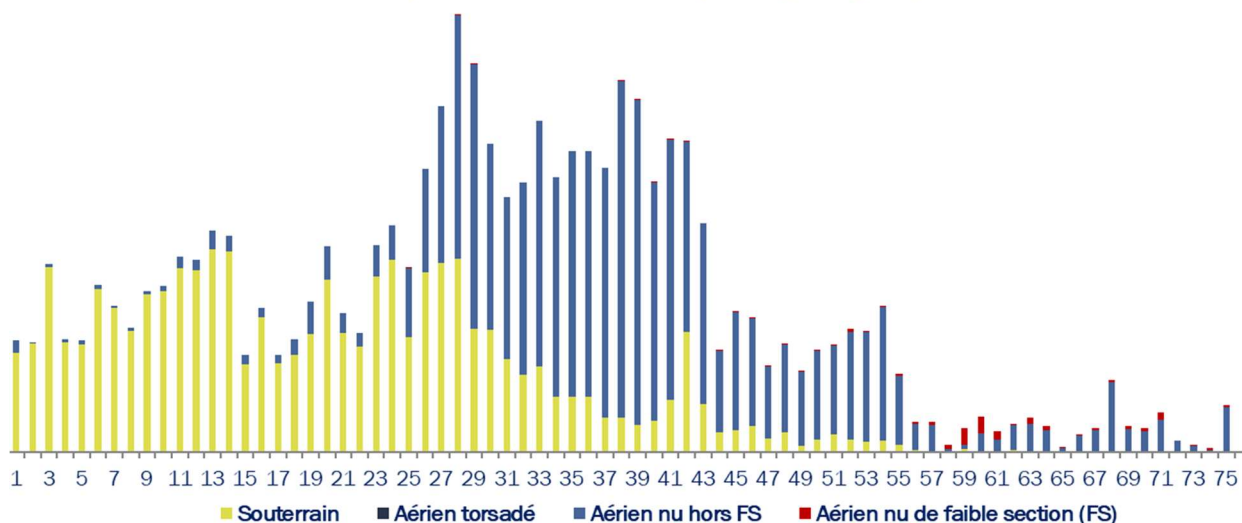
L'âge moyen du réseau HTA progresse d'une demi-année par an en moyenne chaque année depuis 2012. Cette hausse est consécutive au renouvellement non suffisant pour contenir le vieillissement global du réseau HTA.

Le réseau souterrain présente un âge moyen en augmentation de près de 0,4 en moyenne par an. Il s'établit à un peu plus de 20 ans à fin 2021.

La technologie aérienne en fils nus, utilisée depuis plus longtemps, présente quant à elle un âge moyen de 39,3 ans.

L'âge moyen du réseau HTA aérien torsadé a augmenté d'un an pour atteindre 22,2 en 2021.

Linéaire de réseau HTA en km, par technologie et par âge en 2021
(source : inventaire technique CTL_OHTA_004)



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 de vie pendant le nouveau contrat de concession signé en juin 2018.

À fin 2021, 2 093 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 24% du linéaire total de réseau HTA, et 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 au cours du contrat en vigueur, le SDEC ÉNERGIE sollicite des études techniques confortant ou non les durées d'usage de ces ouvrages.

12. 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 termes 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 existants à des mailles plus fines et tenant compte de la localisation et de la datation des réseaux.

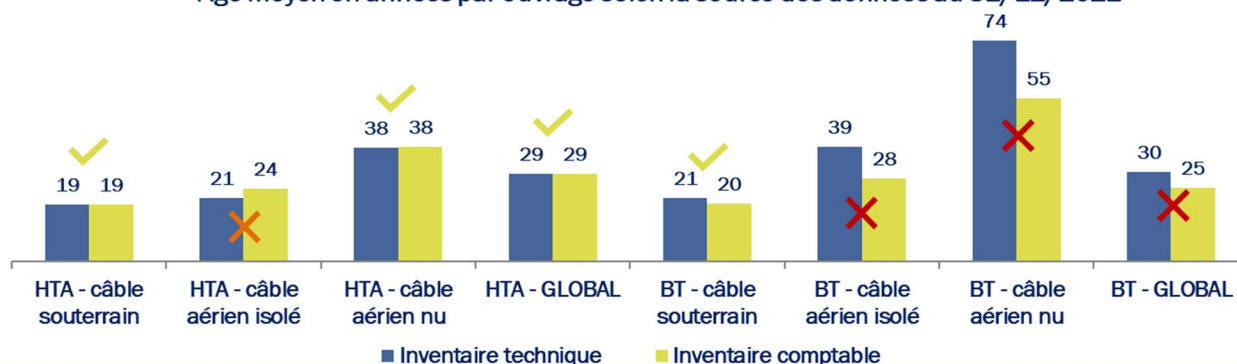
Les écarts en quantité à la maille de la concession entre les bases techniques et comptables sont les suivants pour 2021 :

- Canalisations BT : -0,4%
- Canalisations HTA : -0,7%
- Postes de transformations : -1,3%.

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 termes d'âge moyen des linéaires de réseau

Âge moyen en années par ouvrage selon la source des données au 31/12/2021



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 sont réalisés de façon statistique, 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 2021 aient été portés à l'inventaire technique, mais n'aient pas été enregistrés à l'inventaire comptable avant le 31 décembre 2021.

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 base.

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. »



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.



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)	2018	2019	2020	2021
Canalisations BT	42%	41%	40%	39%
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 pour les ouvrages BT** (39% en 2021 contre 40% en 2020). Le taux d'incohérence pour les **canalisations BT reste cependant important.**



Le Concessionnaire a précisé que le prochain rapport de fiabilité (mission de contrôle 2023, données 2022) fera état, notamment, des actions menées par le Concessionnaire sur la fiabilisation des bases relatives au réseau BT aérien en fils nus.



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.

Fiabilité de la base cartographique

Le Concédant a adressé, en décembre 2021, un courrier à Enedis lui demandant, en application des dispositions de l'article 6 de l'arrêté du 10 février 2020, une **correction des bases technique et éventuellement comptable, de linéaires de réseau BT aérien en fils nus** qui devraient avoir disparu des bases techniques (à la suite du constat sur site par le SDEC ÉNERGIE).

Pour mémoire, l'article 6 de l'arrêté du 10 février 2020 fixant le contenu et les délais de production de l'inventaire détaillé et localisé des ouvrages des concessions de distribution d'électricité prévu à l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales dispose : « ...Si l'Autorité concédante constate l'inexactitude d'informations remises dans l'inventaire, elle en informe le gestionnaire du réseau public de distribution en lui fournissant tout élément de nature à justifier ce constat. En cas d'inexactitude avérée, le gestionnaire du réseau public de distribution corrige en conséquence l'inventaire et en informe l'autorité Concédante.

Ces corrections sont apportées à une fréquence au moins annuelle ».



Une réunion de présentation du projet d'éradication des fils nus (PEFIN) en Normandie a été réalisée le 9 février 2023. Le Concédant reste cependant en l'attente d'une réponse précise au courrier avec les mesures prises par le Concessionnaire afin de répondre à cette demande.

PROJET - Version 08-09-2023

13. 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 2021, la résorption :
 - o du réseau BT aérien nu (valeur repère au contrat), pourrait être observée en 2 ans en domaine rural (2023 au lieu de 2026) et en 18 ans en domaine urbain (2039 au lieu de 2048) ;
 - o du réseau HTA aérien à risque avéré PAC pourrait être observée en 12 ans (2032 au lieu de 2048).
- La convention relative à la cartographie à moyenne échelle des ouvrages du réseau public de distribution signée le 22 décembre 2022 prévoit désormais la communication de 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 2021, le linéaire de réseau BT daté de 1946 est en diminution de 5% par rapport à 2020.
- Enedis prévoit d'afficher les âges comptables et techniques lors des prochaines conférences NOME.
- Le Concessionnaire a présenté ses travaux au niveau national de fiabilisation des réseaux « fils nus » dans ses bases de données patrimoniales et son projet d'éradication des fils nus (PEFIN) au niveau local.



POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER

Points à surveiller en 2022 :

- Au rythme de dépose 2021, la résorption de 90% du linéaire de réseau HTA souterrain CPI (valeur repère au contrat) pourrait être observée en 36 ans (2055 au lieu de 2035).
- Du fait de la communication tardive des données, le Concédant interrogera le Concessionnaire, lors de la prochaine mission de contrôle, sur l'évolution entre 2020 et 2021 des quantités de réseau :
 - o HTA aérien à risque avéré PAC,
 - o HTA aérien nu de faible section en zone de vent.
- 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 PEFIN concernant le réseau BT aérien en fils nus.
- Le prochain rapport de fiabilité (mission de contrôle 2023, données 2022) fera état, notamment, des actions menées par le Concessionnaire sur la fiabilisation des bases relatives au réseau BT aérien en fils nus.

Points en attente en 2022 :

- Communiquer :
 - o les linéaires et la localisation des réseaux concernés par le plan aléa climatique (PAC) à la maille communale ;
 - o le bilan des immeubles mis à disposition du Concessionnaire ;
 - o les études techniques confortant ou non les durées d'usage des ouvrages (réseaux BT et HTA notamment).
- 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 cette durée.

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 »²¹. 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.

²¹ 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 en 2021

Le nombre d'UMA est calculé par l'outil de modélisation « ÉRABLE »



Indicateurs	Résultats 2021
Nb d'utilisateurs BT au-delà des seuils	802
Nb d'utilisateurs HTA au-delà des seuils	0
Nb total d'utilisateurs au-delà des seuils	802
Pourcentage d'Utilisateurs Mal Alimentés (UMA) en tenue de tension du département du Calvados	0,2%
<i>Pour mémoire : seuil réglementaire</i>	3%
Indice local (total des points pondérés du département en tenant compte des facteurs d'influence)	1,84 points
Rang du département	24 (94 étant le dernier rang)
Nombre de départements classés en tenue de tension	94

En 2021, au titre de l'évaluation globale de la tenue de tension on comptabilise **802 utilisateurs mal alimentés**, tous utilisateurs BT.

L'évaluation statistique conclut au fait que le nombre d'utilisateurs mal alimentés en tenue de tension est de **0,2%**.

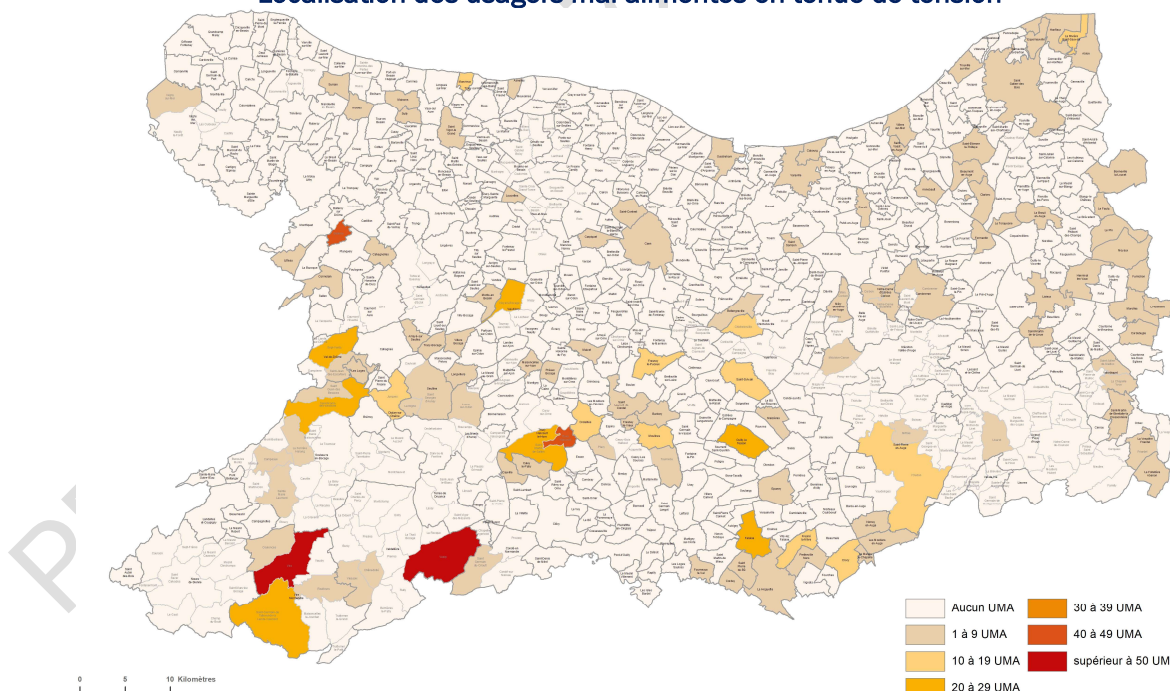
Ce pourcentage est très inférieur au seuil réglementaire de **3%**.



Par ailleurs, l'analyse locale qui complète l'analyse statistique classe le **département du Calvados au 24^e rang des départements disposant de la meilleure évaluation globale de la tenue de tension sur 94.**

En 2021 et comme les années précédentes, l'évaluation globale de la tenue de tension sur le département du Calvados est très satisfaisante.

Localisation des utilisateurs mal alimentés en tenue de tension

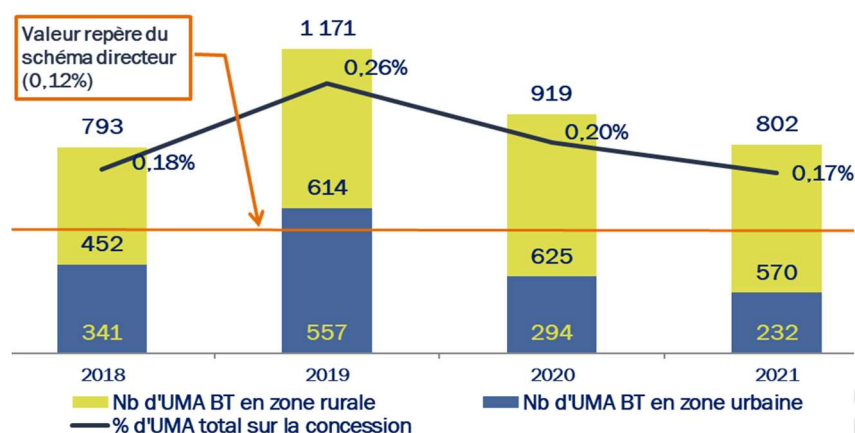


Cette carte fait apparaître les communes où le nombre d'utilisateurs mal alimentés en tenue de tension est le plus important. Il s'agit notamment de :

- Valdallière (**Vassy**), Vire-Normandie (**Vire**),
- Balleroy-sur-Drôme (**Balleroy**), Le-Hom (Thury-Harcourt),
- Val-de-Drôme (Sept-Vents), Souleuvre-en-Bocage (Saint-Martin-des-Besaces), Vire-Normandie (Saint-Germain-de-Tallevande-la-Lande-Vaumont), Val-d'Arry (**Noyers-Bocage**), Le-Hom (Saint-Martin-de-Sallen), OUILLY-le-Tesson, **Falaise**.

En gras : les communes déjà dans les tranches supérieures pour ce critère en 2020.

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 depuis 2018.

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 en 2020 (-248 UMA) et poursuivie en 2021 (- 117 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 2021 est supérieur à ce seuil, mais la méthode de calcul utilisée pour le déterminer a évolué.

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 1^{er} janvier 2023.

5. Les départs en contrainte de tension

5.1 Les départs HTA

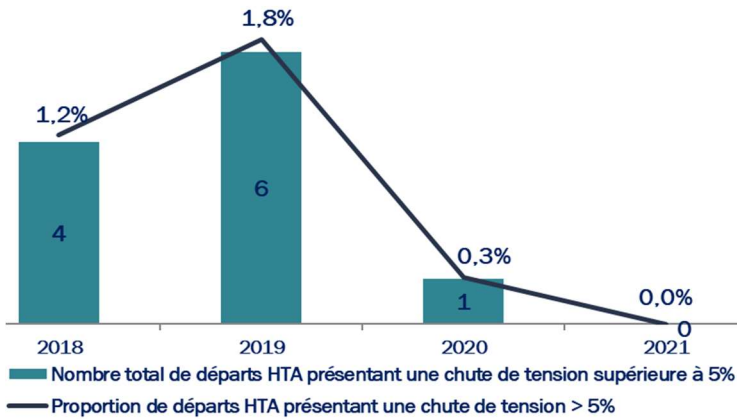
Les départs HTA sont en contrainte de tension lorsque la chute de tension dépasse 5%.

Dans le cadre du calcul ERABLE, l'outil écrete 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.



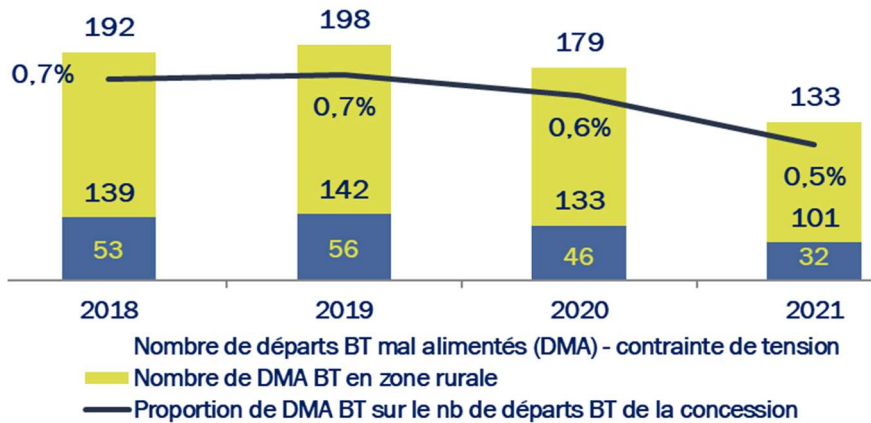
Evolution du nombre de départs HTA en chute de tension



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

Evolution du nombre de départs BT mal alimentés (DMA) en tenue de tension



133 départs BT sont dits « mal alimentés », en baisse de 26% par rapport à 2020.

Le nombre de départs BT mal alimentés (DMA) est beaucoup plus important en zone rurale (76%) qu'en zone urbaine (24%) 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, 0,8% des départs BT en zone rurale et 0,2% des départs BT en zone urbaine sont mal alimentés.

En moyenne sur la concession, 0,5% 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 > à 5%).

6. La qualité de la continuité d'alimentation

La continuité d'alimentation électrique perçue par l'utilisateur 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 HTA, elles sont toujours accidentelles.

Les coupures longues sont dues au réseau de transport, aux postes source, au réseau HTA, au réseau BT, qu'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 2021
Nb d'usagers BT au-delà des seuils	795
Nb d'usagers HTA au-delà des seuils	2
Nb total d'usagers au-delà des seuils	797
Pourcentage d'UMA	0,17%
<i>Pour mémoire : seuil réglementaire</i>	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.



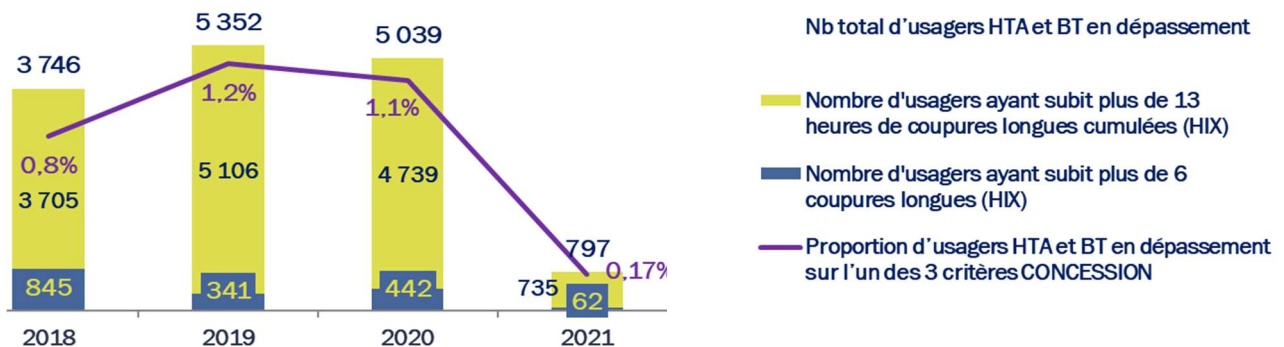
En 2021, on comptabilise **797 usagers mal alimentés en continuité d'alimentation** qui représentent **0,17% des usagers de la concession**.

795 de ces usagers sont des usagers BT et 2 usagers HTA.

Ce résultat **est très inférieur** au seuil réglementaire de 5 %. **Le département est classé au 10^e rang des 94 départements métropolitains en 2021.**

8. L'évolution de l'évaluation globale de la continuité d'alimentation

Evolution du nombre d'UMA en dépassement de chacun des seuils au regard de la continuité



Sur le périmètre du département en 2021 :

- 62 usagers ont subi **plus de 6 coupures longues** (442 en 2020),
- **735 usagers** ont subi **plus de 13 heures** de coupures longues cumulées (4 739 en 2020). **Aucun usager n'a subi plus de 35 coupures brèves** depuis 2017.



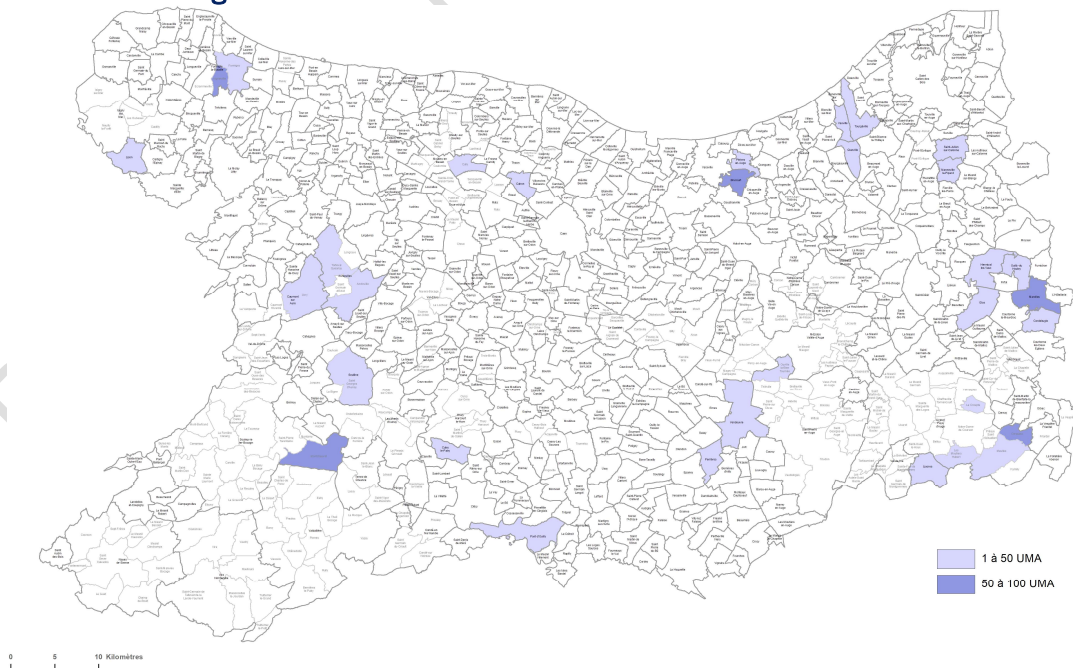
Le nombre d'usagers mal alimentés en continuité d'alimentation a fortement diminué, passant de 5 039 à 797, soit une baisse de 84%.

Le pourcentage d'usagers mal alimentés s'améliore très nettement passant de 1,1% en 2020 à 0,17% en 2021, proportion la plus basse depuis 2011.



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%), en 2020 (1,1%) et en 2021 (0,17%) sont inférieures à ce seuil.**

Location des usagers mal alimentés en continuité d'alimentation à la maille communale



Cette carte fait apparaître 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 : Formigny-la-Bataille (Aignerville), Terres-de-Druance (Montchauvet), Brucourt, Marolles, Livarot-Pays-d'Auge (Cerqueux)... Aucune de ces communes n'était dans la tranche supérieure pour ce critère en 2020.

9. La continuité d'alimentation : évolution du critère B

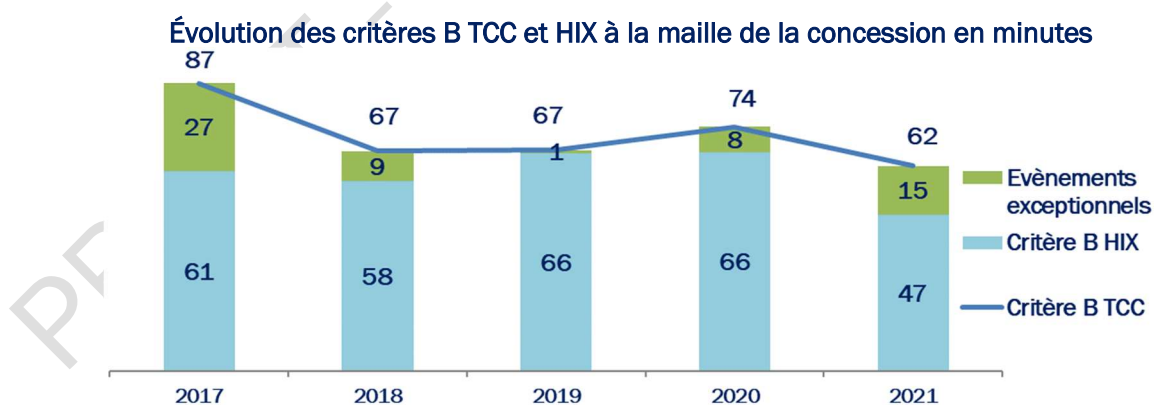
Pour un usager alimenté en basse tension, la continuité de fourniture est suivie par le **critère B**. Le critère B correspond au temps, exprimé en minutes, de l'interruption annuelle moyenne de fourniture pour l'ensemble des usagers BT de la concession. Il prend en compte les interruptions dues aux 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 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.

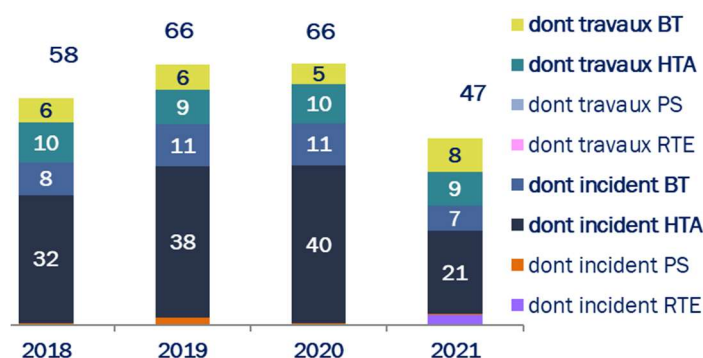


En 2021, le critère B TCC s'établit à **62 minutes** en diminution de **12 minutes** par rapport à 2020.

Cette évolution est liée à une durée **beaucoup plus longue** du temps de coupure lié aux évènements **exceptionnels** (+7 min), très largement compensée par une durée **beaucoup plus courte** du temps de coupure **hors évènements exceptionnels** (-19 min).

L'année 2021 a été marquée par un aléa climatique exceptionnel : la tempête Aurore du 20 au 21 octobre.

Évolution de la décomposition du critère B HIX en minutes



En 2021 le critère B HIX s'établit à 47 minutes, il est très inférieur à celui de 2020 (-29%).

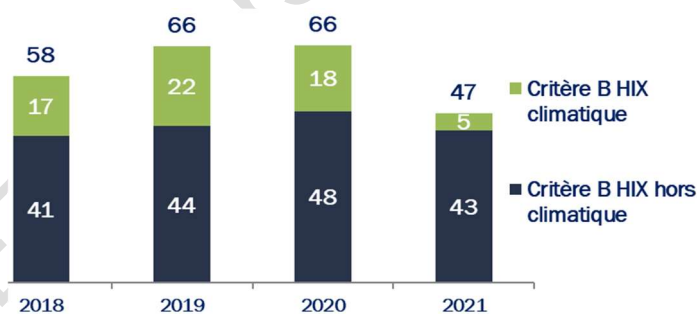
Les incidents sur le réseau HTA contribuent à 44% du critère B de la concession.

Le critère B HIX est imputé aux coupures liées aux incidents pour 30 min et liées aux travaux pour 17 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 entraîne 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.

Évolution de la décomposition du critère B HIX climatique en minutes



Le critère B HIX présente des variations assez fortes, notamment lors de la survenue d'événements climatiques **considérés comme non exceptionnels**.



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



La part due aux aléas climatiques non exceptionnels dans le critère B HIX a beaucoup baissé en 2021 et s'établit à **10%** (contre 28% en 2020).

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**.

	2018	2019	2020	2021
Critère B HIX	58	66	66	47
Critère B HIX hors climatique	41	44	48	43
Critère B HIX climatique	17	22	18	5
Part du critère B HIX climatique / Critère B HIX	29%	34%	28%	10%

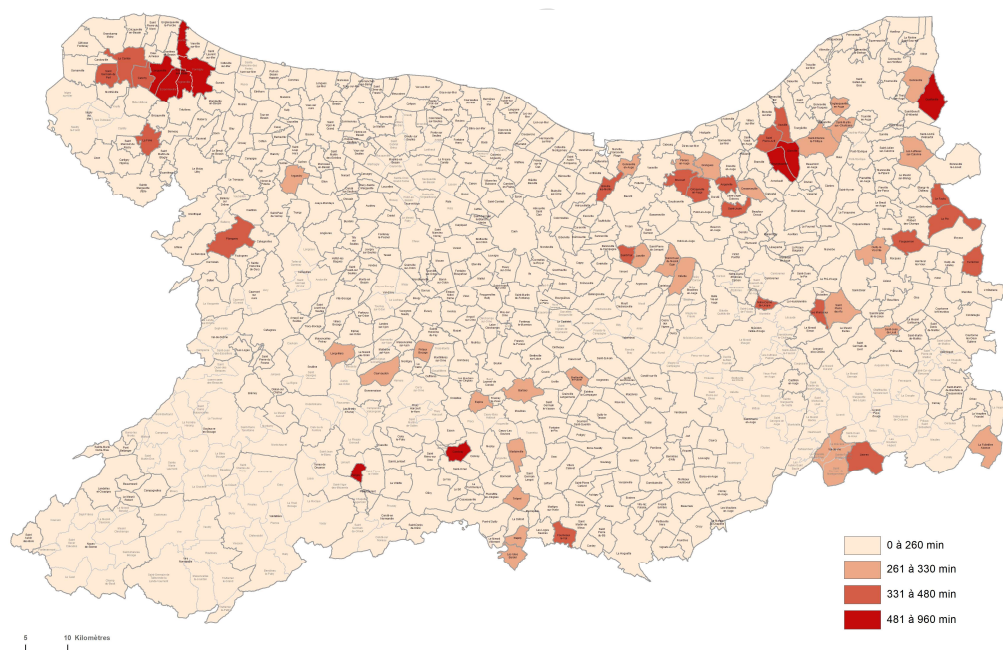
Il est difficile de tirer des conclusions de la comparaison de ces chroniques qui ne sont pas identiques sur le plan climatique (cf. en particulier l'année 2013). La complétude de cette analyse sera à mener après un retour d'expérience plus long.

Le critère B HIX 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 événements exceptionnels).

La valeur moyenne du critère B à atteindre en 2022, à la fin du 1^{er} PPI, est de **70 min**. Les critères B HIX hors RTE de 2019 (66 min), 2020 (66 min) et 2021 (45 min) sont inférieurs à ce seuil. **Si cette trajectoire de maîtrise du critère B est maintenue, l'objectif de fin de 1^{er} PPI sera atteint.**

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

10. Le critère B HIX moyen 2018-2021 communal



Cette carte fait apparaître les communes où le critère B HIX moyen sur la chronique 2018-2021 est le plus important par fourchette.

Il s'agit notamment des communes suivantes : **Longueville, Formigny-la-Bataille, Périgny, Combray, Bourgeauville, Glanville, Quetteville...**

En gras : les communes déjà dans la tranche supérieure pour le critère B HIX moyen 2017-2020.

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.

Suivant la trajectoire fixée par le schéma directeur, 80% des communes, soit 564, devraient être en dessous de 252,2 min de coupure en 2021.

Les données communiquées par Enedis sont désormais calculées à la maille des communes nouvelles.

Enedis a indiqué que le changement opéré dans son système informatique ne lui permettait plus de calculer le critère B à la maille « commune historique ».

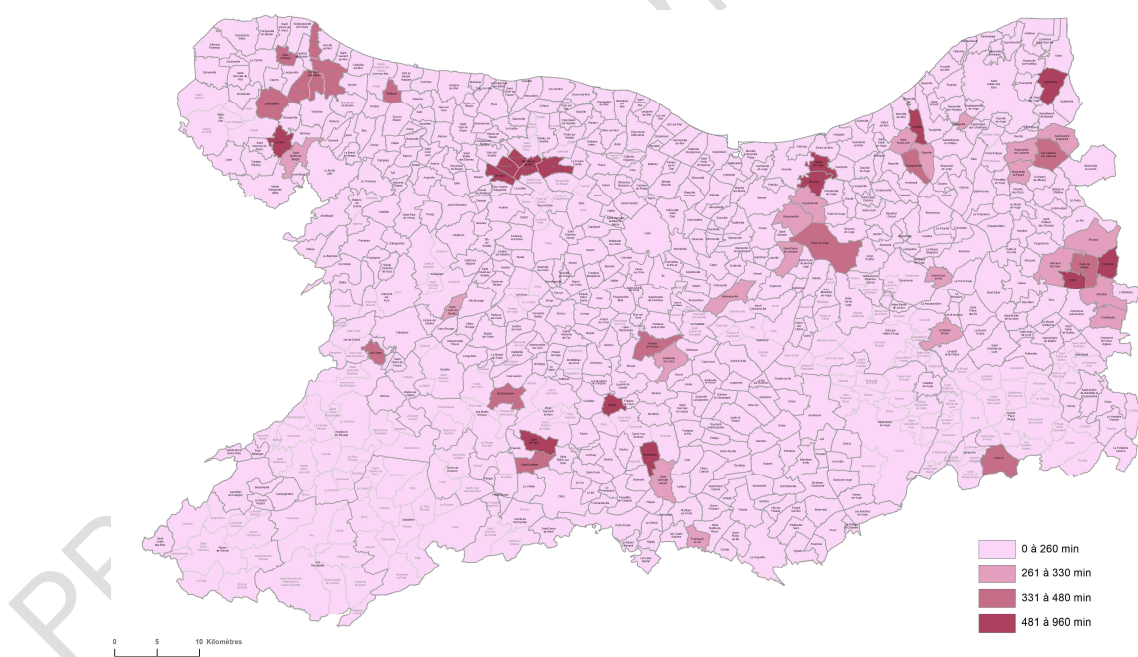
À la demande du Concedant, afin d'évaluer l'atteinte de la valeur repère en comparant l'évolution entre les deux chroniques 2012-2016 et 2018-2021, le critère a été recalculé pour 2012-2016 à la maille des communes nouvelles.

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



Sur la moyenne 2018-2021, 80% des communes de la concession ont un critère B HIX hors RTE 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.

11. Le critère B HIX hors RTE communal 2021



Cette carte fait apparaître les communes où le critère B HIX hors RTE 2021 est le plus important. Il s'agit notamment des communes suivantes : La Folie, Carcagny, Moulins-en-Bessin, Culey-le-Patry, Espins, Martainville, Périers-en-Auge, Brucourt, Vauville, Genneville, Firfol, Fumichon...

Aucune de ces communes n'était dans la tranche supérieure pour le critère B HIX hors RTE 2020.

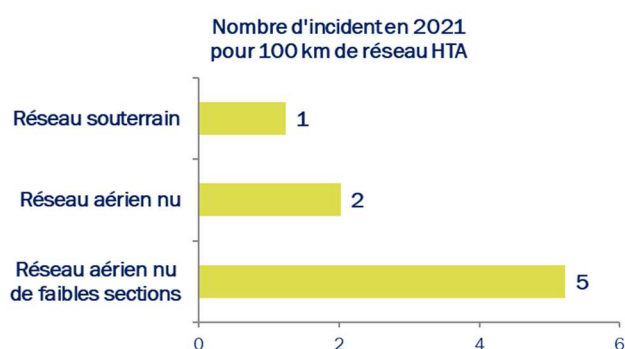
Depuis les données 2020, le Concessionnaire communique le critère B annuel et sa décomposition (TCC, incidents, travaux, climatique, HIX, etc.) à la maille communale (commune nouvelle) et au dixième de minute (requête CF-017).

Ces données font apparaître que le Critère B HIX Hors RTE atteint pour 5 communes plus de 600 minutes (plus de 1 000 minutes en 2020). 374 communes disposent d'un critère B HIX hors RTE supérieur à 47 minutes (critère B HIX hors RTE de la concession) soit 200 117 usagers BT, soit 28 % des usagers BT, comme en 2020.

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

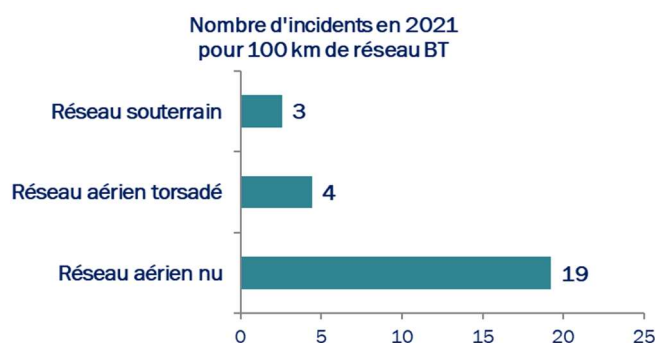
Le réseau HTA est composé majoritairement (53%) en technique aérienne. Les câbles utilisés sont essentiellement en fils nus dont certains sont de faibles sections ($CU \leq 14 \text{ mm}^2$, autres matières (AL et AM) $\leq 22 \text{ mm}^2$). Le réseau HTA aérien nu de faible section représente 0,9% du réseau HTA total et 2% du réseau HTA aérien.



Selon les années, le taux incident réseau HTA aérien nu de faible section est 3 à 5 fois supérieur à celui de l'ensemble du réseau HTA aérien nu et 5 à 17 fois supérieur à celui du réseau HTA souterrain.

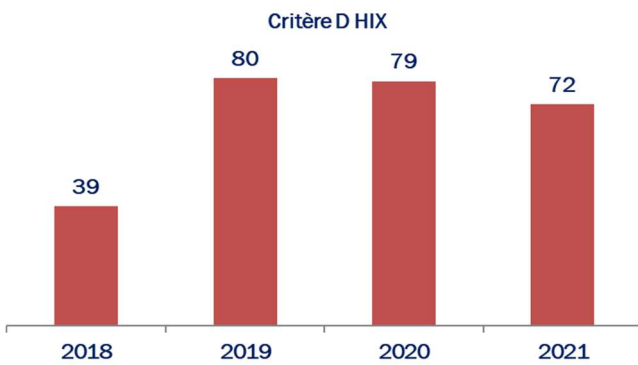
Face à la fragilité de ce type de réseau, Enedis, principal maître d'ouvrage sur la HTA, réalise régulièrement des travaux pour supprimer ce type de réseau. Sur les années 2018 à 2020, 4% du réseau HTA faible section a été supprimé en moyenne par an. Entre 2020 et 2021, le stock de réseau HTA aérien de faible section a diminué de -16%.

Il a été constaté depuis plusieurs années que le réseau basse tension 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 forte augmentation entre 2018 et 2019 (+107%), le critère D HIX diminue légèrement en 2020 et 2021. Il reste cependant important au regard de celui de l'année 2018. Sur une chronique plus longue, le critère B était en moyenne autour de 40 minutes. Les niveaux atteints au cours des trois 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).

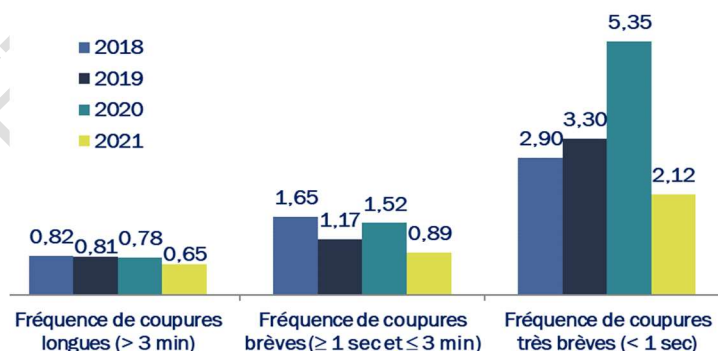
La baisse significative du critère M observée entre 2017 et 2018, après une hausse en 2020, se confirme en 2021.

En effet, ce critère a diminué de 48% par rapport à 2020.



14. Les fréquences de coupures

Evolution des fréquences de coupures TCC observées par usager BT de la concession, par type de coupure et par année



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 en 2021 (-17%).
- La fréquence de coupures brèves baisse en 2021 (-41% par rapport à 2020). Elle est à sa valeur la plus faible depuis 2011 (0,89).
- La fréquence de coupures très brèves diminue fortement par rapport à l'année précédente (-60%) pour atteindre 2,12.

15. Le suivi des valeurs repères : résultats intermédiaires au terme de l'exercice 2021

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.

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% -> 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. »
	Taux annuel d'usagers mal alimentés (UMA) en continuité d'alimentation à la maille de la concession	1,5%	<u>Moyenne sur 4 ans</u> ≤ 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 1^{er} PPI atteint



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 2018-2021 concessif = 59 min -> Objectif de fin de 1^{er} 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 ²²	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 2018-2021 ≤ 211 min, soit une réduction de près de 20% de la borne supérieure de l'intervalle ou - 52 minutes. -> Objectif de fin de 1^{er} 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	80% des communes en ZQP ont un critère B HIX hors RTE moyen 2018-2021 ≤ 275 min, soit une réduction de 25% de la borne supérieure de l'intervalle (maille communes nouvelles : 366 minutes) ou de - 91 minutes. -> Objectif de fin de convention (1^{er} PPI) atteint



²² 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 (18,3 km)		Au terme du 4 ^e PPI	2021 : 155 km (- 3 km, soit réduction de -15% du stock 2017) -> Trajectoire non suivie : au rythme de dépose 2018-2021 (- 28 km), la valeur cible pourrait être observée entre 5 et 6 PPI (au lieu de 4).
	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 2 ^e PPI	2018 : 242 km (- 139km) 2019 : 183 km (- 58 km) 2020 : 132 km (- 52 km) 2021 : 86km (-46 km) -> Suit la trajectoire
	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 (- 25km) 2019 : 387 km (- 20km) 2020 : 372 km (- 15 km) 2021 : 352 km (- 20 km) -> Suit la trajectoire
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	19 transformateurs pollués remplacés en 2021 130 en stock -> Suit la trajectoire



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 2 ^e PPI	14% (26 postes équipés) -> Suit la trajectoire
	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 3 ^e PPI	50% (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 (-10km) 2019 : 57 km (-8 km) 2020 : 52 km (-4 km) 2021 : 22 km renouvelés à fin 2021 (soit 29% du stock) -> 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 6 ^e PPI	2019 : 59% 2020 : 60% 2021 : 62% -> Suit la trajectoire

Concernant l'évolution des valeurs repères, les résultats intermédiaires obtenus sont conformes aux attentes pour 11 d'entre elles sur 13 (contre 7 en 2020) et 2 sont en deçà des attentes.

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 11 d'entre elles sur 13.
- L'objectif de la convention ZQP est atteint.
- La mise à jour de certaines valeurs repères inscrites au schéma directeur des investissements.
- La faible proportion de départs BT mal alimentés (0,5%).
- La disparition des départs HTA présentant une chute de tension > 5%.



POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER

Points à surveiller en 2022 :

- Concernant l'évolution des valeurs repères, les résultats intermédiaires obtenus sont en deçà des attentes pour 2 d'entre elles sur 13.
- Diminuer la sensibilité du réseau de distribution d'électricité aux événements climatiques.

PROJET - Version 08-09-2023

V - LA COMPTABILITÉ ET LES FINANCES

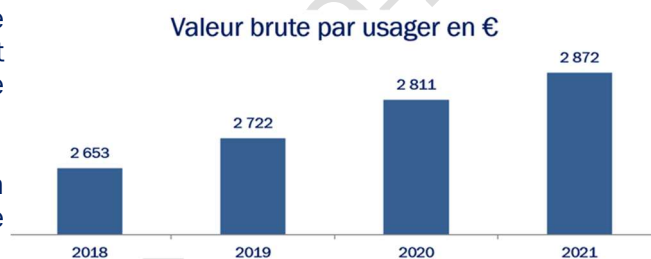
1. La valeur brute d'actif : montant et évolution

La valeur brute des ouvrages concédés est estimée à **1 344 829 k€ (1 345 M€)**. La valorisation du patrimoine concessif augmente de **3,7 %** par rapport à 2020.

Cette augmentation est similaire à la variation moyenne observée entre 2012 et 2021 (3,8 %). Ceci traduit un rythme d'investissements marquant et soutenu dans le temps.

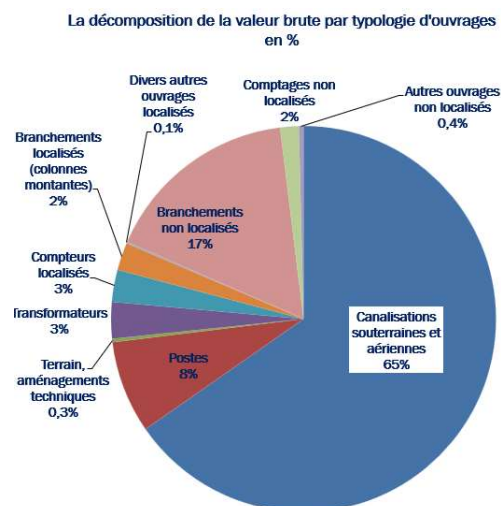
La valeur brute du patrimoine concessif ramenée au nombre d'utilisateurs, quant à elle, a progressé de près de **2,2%** en 2021. Cette augmentation est similaire à la variation moyenne observée entre 2012 et 2021 (2,8 %).

Elle atteint en 2021, **2 872 €/utilisateurs**. Selon l'auditeur du Concedant, la moyenne nationale 2021 s'établit à 2 952€/utilisateurs.



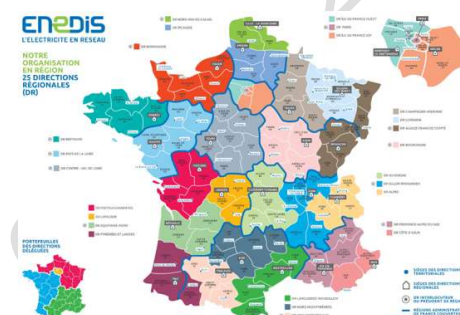
2. La décomposition de la valeur brute par typologie d'ouvrages

Les ouvrages concédés sont composés majoritairement de canalisations (65%).



Valeur brute par typologie d'ouvrages en k€	2018	2019	2020	2021	Part des ouvrages localisés et non localisés
Ouvrages localisés	977 172	1 012 363	1 055 363	1 096 443	
Canalisations souterraines et aériennes	798 813	822 466	848 715	878 505	80%
Postes	94 266	97 944	101 007	104 132	9%
Terrain, aménagements techniques	3 706	3 721	3 808	4 000	0,4%
Transformateurs	38 958	39 786	40 140	40 976	4%
Compteurs	14 560	22 450	29 087	36 228	3%
Branchements	24 609	24 737	31 258	31 058	3%
Divers autres ouvrages localisés	2 259	1 261	1 349	1 544	0,1%
Ouvrages non localisés	223 274	231 193	241 571	248 386	
Transformateurs	0	0	0	57	0,02%
Branchements	193 750	203 104	213 767	222 140	89%
Comptages	25 114	23 350	22 512	21 023	9%
Autres ouvrages non localisés	4 410	4 739	5 291	5 166	2%
Total	1 200 446	1 243 556	1 296 934	1 344 829	

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.



Valeurs brutes en k€ : Ouvrages localisés et non localisés



Les ouvrages localisés représentent 82 % du patrimoine.

Parmi les ouvrages localisés, on retrouve :

- Les **canalisations** qui représentent 80 % des ouvrages localisés,
- Les **postes HTA-BT** qui représentent 9 % des ouvrages localisés,
- Les **transformateurs** qui représentent 4 % des ouvrages localisés.
- Les **compteurs localisés** qui sont immobilisés à hauteur de 36 228 k€. Il s'agit des compteurs LINKY™ et des compteurs « marché d'affaires » (C1-C4). On dénombre sur la concession en 2021, 419 926 compteurs communicants posés et immobilisés pour une valeur brute de 34 592 k€ et pour une valeur moyenne de 82.4 €/u. (cela ne comprend que le coût du compteur et de sa pose et n'inclue pas les coûts d'infrastructure et des concentrateurs).
- Les **colonnes montantes** : ces ouvrages représentent 2 % de la valeur brute des ouvrages localisés pour une valeur brute de 31 058 k€, elles sont composées d'organes collectifs de branchement et de dérivations individuelles. En 2020, le Concessionnaire a fusionné ses deux typologies qui composent la colonne montante dans les états comptables, le Syndicat regrette cette mesure qui interdit de connaître les valeurs comptables pour chaque composant de cet ouvrage.

Parmi les ouvrages non localisés, on retrouve :

- Les **autres ouvrages de branchements** qui représentent 89 % des ouvrages non localisés,
- Les **autres ouvrages de comptage** qui représentent 9 % des ouvrages non localisés,
- Les **autres ouvrages non localisés** qui représentent 2 % des ouvrages non localisés.

Les ouvrages non localisés ne représentent plus que 18 % du patrimoine.

Cette part des ouvrages non localisés dans le patrimoine concessif a diminué depuis 2015, à la suite de la localisation des transformateurs, des colonnes montantes, des compteurs « marché d'affaires », et à la pose du compteur Linky.



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 Concedant sollicite de manière récurrente la production d'un inventaire présentant les valeurs comptables des biens de reprise et des biens propres.

3. La localisation des ouvrages

Enedis procède à la localisation de plusieurs types d'ouvrages non localisés depuis plusieurs exercices.

Ainsi il a localisé :

- En 2015, les transformateurs HTA/BT,
- À partir de 2016, les dispositifs de comptage C5 via le déploiement du compteur LINKY™,
- En 2018, des compteurs « marché d'affaires » (C1-C4),
- En 2018 et 2019, les colonnes montantes composées des ouvrages collectifs de branchement et des dérivations individuelles associées.

Le Concessionnaire a présenté une première fois lors de la mission de contrôle 2020 les impacts nets complets sur le patrimoine concédé de la localisation des colonnes montantes. La fiabilité de ces données ayant été mise en doute, le Concessionnaire a produit lors de la mission de contrôle 2021 une version corrigée de cet impact. À fin 2020, l'impact net de la localisation des colonnes montantes s'élevait à 4 130 k€ sur la valeur brute du patrimoine concédé, à 228 k€ sur sa valeur nette et à 207 k€ sur le stock de provisions pour renouvellement constitué.

En termes d'impacts sur les passifs de concession, il est à noter un effet haussier de 2 822 k€ sur la composante « amortissement du financement du Concedant » et de - 722 k€ sur la valeur nette du financement Concessionnaire.

Dans le même temps, l'inventaire 2020 a pris en compte l'entrée dans le patrimoine concédé de colonnes montantes appartenant antérieurement à d'autres propriétaires en application des dispositions de la loi du 23 novembre 2018 dite loi ELAN. Ce transfert de propriété a été effectué automatiquement « à titre gratuit, sans contrepartie ».

L'évolution de la valeur brute de ces ouvrages dans les comptes de la concession entre 2019 et 2020 a traduit cet impact : 24 737 k€ en 2019 et 31 258 k€ en 2020, soit une progression de 26%. Si nous neutralisons la valeur brute de ces ouvrages mis en service dans l'année (1 351 k€) et la valeur brute des retraits (16 k€), l'impact de l'intégration des colonnes montantes au titre des dispositions de la loi ELAN représente en valeur brute 5 185 k€ pour 7 611 colonnes transférées sur un parc s'élevant au total à 16 076 colonnes montantes à fin 2020.

Les colonnes transférées sont considérées comptablement comme des remises gratuites, avec un financement 100% Concédant.

Début 2021, à la suite d'une décision de la Commission de Régulation de l'Énergie, la valeur comptable de ces colonnes montantes a été revue à la baisse.

Ce correctif s'est traduit par une réduction de la valeur brute des ouvrages de 1 414 k€ au 1^{er} janvier 2021.

La localisation des autres ouvrages de branchement (liaison réseaux, dérivations individuelles et disjoncteurs) devrait intervenir conformément aux dispositions de l'arrêté du 10 février 2020, lors de la production des inventaires 2021 et 2022 (2021 pour les liaisons réseaux et 2022 pour les dérivations individuelles et les disjoncteurs).

Interrogé sur l'absence de localisation des liaisons réseaux des branchements au titre de l'inventaire 2021, le Concessionnaire a répondu : « : Le planning de l'arrêté prévoyait une livraison des inventaires détaillés des liaisons réseau sur la base des comptes 2021...Les contraintes sanitaires ayant retardé les développements informatiques, nous serons en mesure de livrer tous ces éléments en 2023, sur la base des comptes 2022. ». La production d'un inventaire localisant l'ensemble des composants du branchement individuel est donc attendue pour l'exercice 2022.



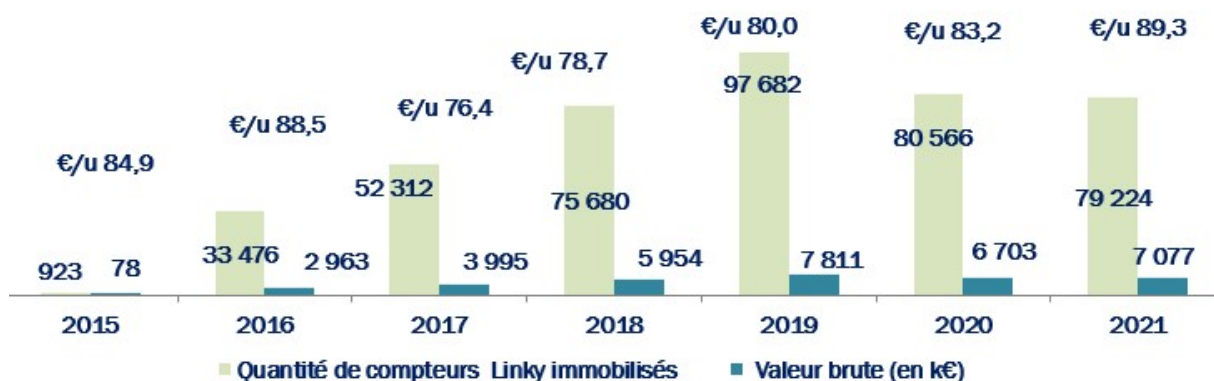
PROJET - Version 08-09-2023

4. L'impact du déploiement du compteur LINKY™ en comptabilité

Année de mise en service	2011	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Quantité immobilisée	36	28	923	33 476	52 312	75 680	97 682	80 566	79 224	419 926
Valeur brute (en k€)	6	4	78	2 963	3 995	5 954	7 811	6 703	7 077	34 592
Valeur nette (en k€)	3	3	55	2 158	3 099	4 912	6 838	6 199	6 872	30 139
€/u	181,3	143,7	84,9	88,5	76,4	78,7	80,0	83,2	89,3	82,4

On dénombre sur la concession en 2021, 419 926 compteurs communicants immobilisés pour une valeur brute de 34 592 k€ et pour une valeur moyenne de 82.4 €/u.). La valeur nette de ces ouvrages atteint 30 139 k€.

Quantité de compteurs LINKY™ immobilisés, valeur brute de ces ouvrages en k€, et valeur unitaire en €



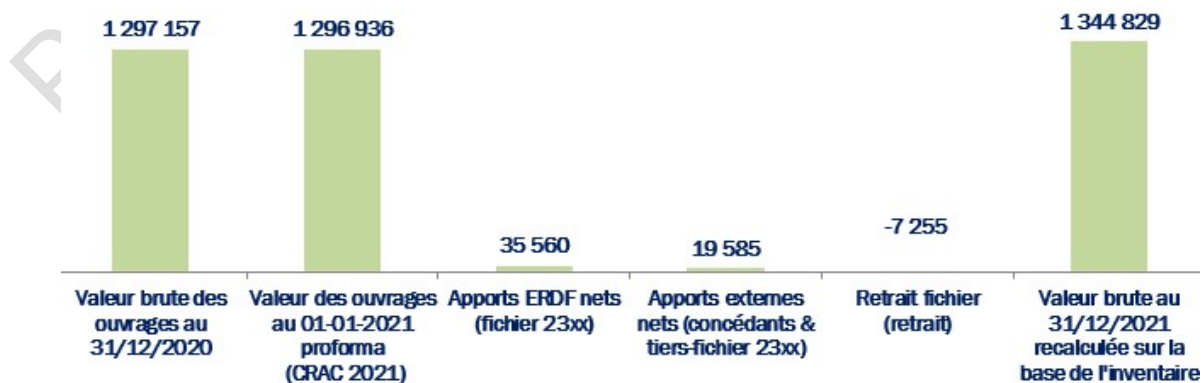
5. Reconstitution de la variation de la valeur brute d'actif entre 2020/2021

En 2021 et comme les années précédentes, le Concédant après avoir consolidé à la maille de la concession, les données communales d'apports et de retrait, reconstitue la valeur brute des ouvrages au 31 décembre de l'année n, affichée au compte rendu d'activité.



Ces travaux ont permis de reconstruire la valeur brute d'actif au 31 décembre 2021 sans écart significatif. Ce résultat est satisfaisant.

Variation de la valeur brute d'actif en k€ entre le 2020 et 2021



Les apports Enedis nets correspondent aux ouvrages construits sous maîtrise d'ouvrage d'Enedis mis en service dans l'année, 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 et mis en service dans l'année, 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.

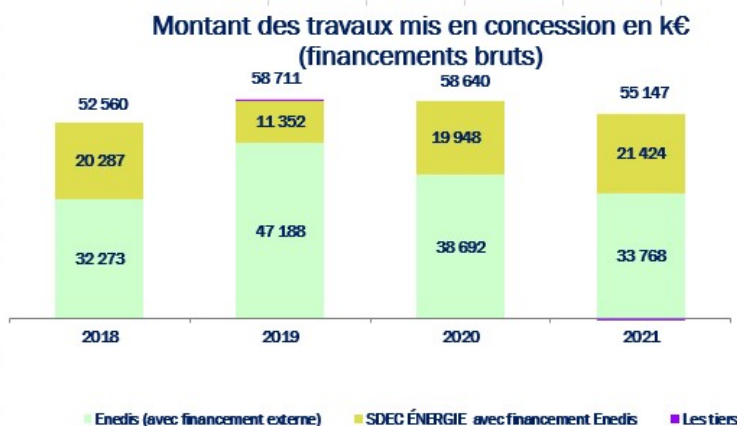
Dans le cadre de ces travaux :

- **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).

6. Les mises en concession de l'année en valeur (vision flux)

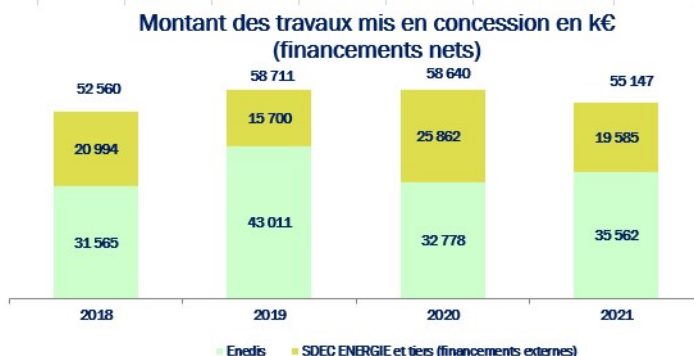
Enedis communique annuellement une requête présentant les ouvrages mis en concession (c.-à-d. ouvrages immobilisés c'est-à-dire ouvrages reportés à l'inventaire).

En 2021, 55 147 k€ de travaux ont été mis en concession. Cette valeur est baisse de 6% par rapport à 2020 (58 640 k€) après une stagnation entre 2019 et 2020 (-0.1% - crise sanitaire) : **c'est la première baisse notable** des mises en concession depuis 2016 après trois années de progression marquées en 2017, 2018 et 2019.



Cette baisse s'explique principalement par la localisation des colonnes montantes et la mise en concession de ces ouvrages pour 6 536 k€ au titre de l'exercice précédent. Si on neutralise cette typologie d'ouvrages sur les deux exercices 2020 et 2021, le volume de travaux mis en concession progresse passant de 52 104 k€ en 2020 à 54 544 k€ en 2021 soit une progression de 5%.

Sur l'ensemble des ouvrages mis en concession en 2021, 64% de ces travaux ont été financés par Enedis (soit 35 562 k€) et 36 % par le SDEC ÉNERGIE ou un tiers (c.-à-d. le SDEC ÉNERGIE) (19 585 k€).



En moyenne de 2012 à 2021, 49 267 k€ de travaux ont été mis en concession par an et 64% de ces ouvrages ont été financés par Enedis, tandis que les 36% restant ont été financés par le SDEC ÉNERGIE.

Les résultats 2021 sont donc similaires à ceux constatés sur la chronique.

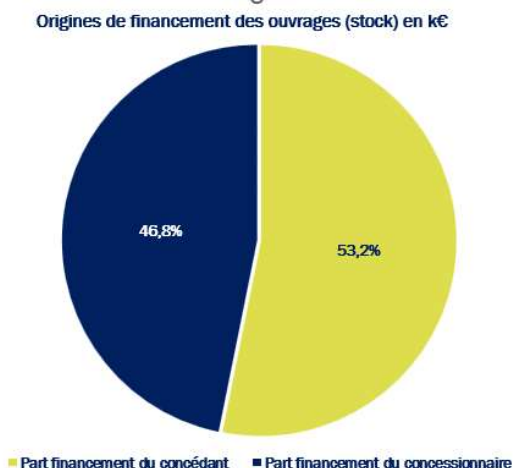


En 2021, le volume des ouvrages immobilisés financés par Enedis progresse de 8% (passant de 32 778 k€ en 2020 à 35 562 k€ en 2021). Il est à noter que les résultats de l'année 2020 ont été très marqués par le contexte sanitaire. Pour mémoire en 2019, le Concessionnaire avait financé 43 011 k€. Cet indicateur devra faire l'objet d'un suivi afin de mesurer son évolution par rapport aux exercices antérieurs à la période de crise sanitaire.

La part des ouvrages financés par le SDEC ÉNERGIE se contracte de 24 % passant de 25 862 k€ en 2020 à 19 585 k€ en 2021. Cette contraction est liée en grande partie au caractère atypique des données de l'année 2020. En effet, en 2020, ont été comptabilisés d'une part des ouvrages valorisés tardivement et d'autre part les effets de la loi ELAN.

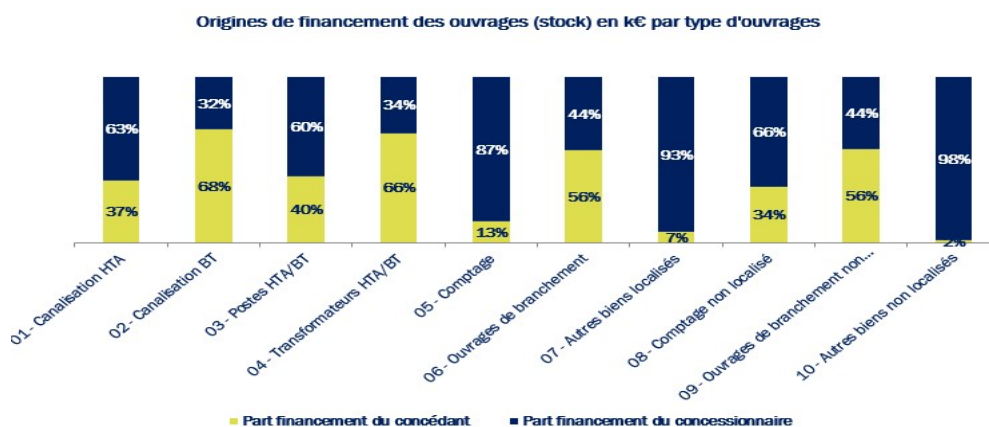
On rappellera sur ce point, qu'en moyenne depuis 10 ans le Concédant finance 17 942 k€ par an du volume des ouvrages mis en concession. Le montant des ouvrages financés par le Concédant en 2021 atteignant 19 585 k€, le rythme des ouvrages mis en concession financés par le Concessionnaire semble progresser.

7. Les origines de financement des ouvrages (stock)



Fin 2021, le patrimoine a pour origine un financement Concédant à hauteur de 53.2 % de sa valeur brute totale. Comme les trois 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 36% constaté sur la période 2012-2021 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 branchements (localisés et non localisés), les transformateurs HTA/BT ainsi que les réseaux BT (souterrains, nus et torsadés) sont les ouvrages qui ont un taux de financement Concédant le plus important (de 56% à 68%). À l'inverse, les comptages récents (Linky) et accessoirement les autres biens localisés et non localisés ont les taux de financement Concédant les 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 29% en 2021.

Il est à noter par ailleurs que ce taux diminue fortement entre 2020/2021 : il passe de 36% en 2020 à 29% en 2021, cette dernière inflexion pourrait être en lien avec un retard de réaffectation comptable des passifs.

Le taux de financement Concédant par année de mise en service et par typologie d'ouvrages connaît aussi des ruptures de chronique.

Interrogé sur les raisons de cette baisse globale et les ruptures de chroniques, Enedis précise que ces constats sont liés à l'évolution des montants investis, à la répartition de la maîtrise d'ouvrage, aux changements comptables intervenus et à l'évolution du régime Facé sans qu'il soit possible de détailler davantage et de reconstituer les données d'inventaire transmises.



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) pour les nouveaux ouvrages uniquement est indispensable afin de tracer l'exhaustivité des flux et de clarifier les ruptures de chroniques que le Concédant constate.



Le Syndicat reste donc en l'attente des 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.

8. Les dépenses d'investissements 2021 d'Enedis

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.

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 16% pour atteindre 15 130 k€ en 2021. Il est supérieur au montant d'investissements constaté sur la chronique 2011/2021 (14 132k€) ce qui traduit un certain dynamisme.

Les investissements liés à l'amélioration du patrimoine constituent la part prépondérante des investissements puisqu'ils représentent 66% de l'ensemble des dépenses d'Enedis. Ces dépenses progressent de 12% en 2021 pour atteindre 30 584 k€. Le niveau de ces dépenses est très supérieur à celui constaté en moyenne sur la chronique 2011/2021 (24 221 k€).

Les dépenses d'amélioration du patrimoine sont constituées de deux typologies d'investissements, les investissements de performance de réseaux qui incluent les dépenses liées au déploiement de LINKY™ et les dépenses liées aux exigences réglementaires et environnementales.

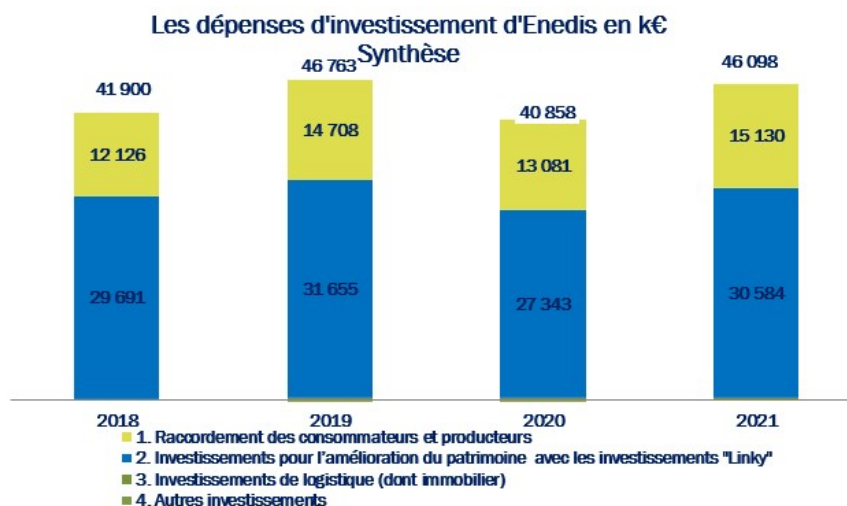
Les investissements de performance sont composés :

- Des investissements de renforcement pour 1 561 k€ en retrait de 44% par rapport à l'année précédente,
- Des investissements climatiques pour 562 k€ en retrait de 35% par rapport à l'année précédente,
- Des investissements de modernisation d'un montant de 12 855 k€ en progression de 39% 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 10 971 k€ en progression de 31% par rapport à l'année précédente et les investissements de prolongation de durée de vie pour 1 884 k€ en progression de 103%,
- Des investissements relatifs aux moyens d'exploitation et au smart grid pour 516 k€,
- Des investissements relatifs au déploiement du compteur LINKY™ pour 8 077 k€ en retrait de 5% par rapport à l'année précédente. Ces dépenses sont en retrait depuis deux années consécutives.

Les dépenses liées aux exigences réglementaires et environnementales s'établissent à 7 010 k€ en nette progression de 44% par rapport à l'année précédente. Ces dépenses sont très supérieures à celles moyennées sur la chronique 2011/2021 (4 173 k€).

Dans le cadre de la mission de contrôle, le Concessionnaire communique le montant de ses investissements par affaire pour 66 % de ses dépenses, soit 30 437 k€. Le reste des investissements d'Enedis (34% des dépenses globales) sont des dépenses dites non localisées à la maille de la concession incluant les dépenses liées au déploiement du compteur LINKY™.

Les dépenses d'investissements d'Enedis (tableau de synthèse)					
Investissements en k€	2018	2019	2020	2021	Évolution
1. Raccordement des consommateurs et producteurs	12 126	14 708	13 081	15 130	16%
2. Investissements pour l'amélioration du patrimoine avec les investissements "LINKY™"	29 661	31 655	27 343	30 584	12%
3. Investissements de logistique (dont immobilier)	112	403	375	355	-5%
4. Autres investissements	3	-2	-2	28	
Total	41 900	46 763	40 858	46 098	13%
Dont investissements postes source	4 824	3 422	3 373	3 614	7%

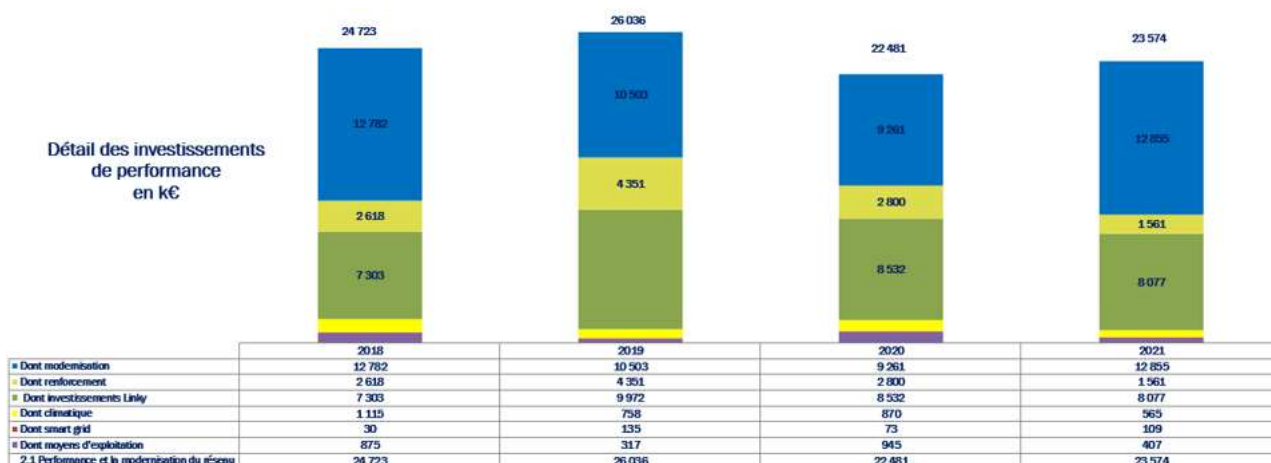


Les dépenses d'investissements d'Enedis (tableau détaillé)					
Conférence NOME Investissements en k€	2018	2019	2020	2021	Évolution
1. Raccordement des consommateurs et producteurs	12 126	14 708	13 081	15 130	16%
2. Investissements pour l'amélioration du patrimoine hors LINKY™	22 358	21 683	18 811	22 507	20%
2. Investissements pour l'amélioration du patrimoine avec les investissements LINKY™	29 661	31 655	27 343	30 584	12%
2.1 Performance du réseau	17 390	16 064	13 949	15 497	11%
Dont renforcement	2 618	4 351	2 800	1 561	-44%
Dont climatique	1 115	758	870	565	-35%
Dont modernisation	12 782	10 503	9 261	12 855	39%
Dont moyens d'exploitation	875	317	945	407	-57%
Dont smart grid	30	135	73	109	49%
Dont investissements LINKY™	7 303	9 972	8 532	8 077	-5%
2.2 Exigences environnementales et réglementaires	4 968	5 619	4 862	7 010	44%
Dont environnement (article 8, intégration des ouvrages)	625	739	671	1 208	80%
Dont sécurité et obligations réglementaires	1 796	2 124	2 308	3 252	41%
Dont modifications d'ouvrages à la demande de tiers	2 547	2 756	1 883	2 550	35%
3. Investissements de logistique (dont immobilier)	112	403	375	355	-5%
4. Autres investissements	3	-2	-2	28	
Total	41 900	46 763	40 858	46 098	13%

Détail des investissements pour l'amélioration du patrimoine en k€



Détail des investissements de performance en k€



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.**
- **Les investissements déclarés par Enedis reviennent à leur niveau de 2019 après une forte diminution en 2020 liée à la pandémie. Ils atteignent 46 098 k€ en 2021, ce qui est satisfaisant.**
- Le niveau d'investissements d'amélioration du patrimoine en 2021 est bon : il se situe au-dessus de la moyenne constatée sur la chronique 2011-2021 (moyenne de la chronique 24 221 k€ - dépenses 2021, 30 584 k€)
- 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 2011-2021 (moyenne de la chronique 20 296 k€ - dépenses 2021, 22 507 k€).
- **Cependant, le niveau d'investissements de performance du réseau hors des dépenses liées au déploiement du compteur Linky est en recul par rapport à la moyenne constatée sur la chronique 2011-2021 (moyenne de la chronique 16 122 k€ - dépenses 2021, 15 497 k€). Cette baisse est récurrente depuis deux exercices consécutifs : 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.**

9. La valorisation des ouvrages remis par le SDEC ÉNERGIE

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		Communes rurales
		A	B	C
Renforcement	HTA	Enedis		
	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	
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 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 puis les inscrit à l'inventaire des ouvrages concédés.

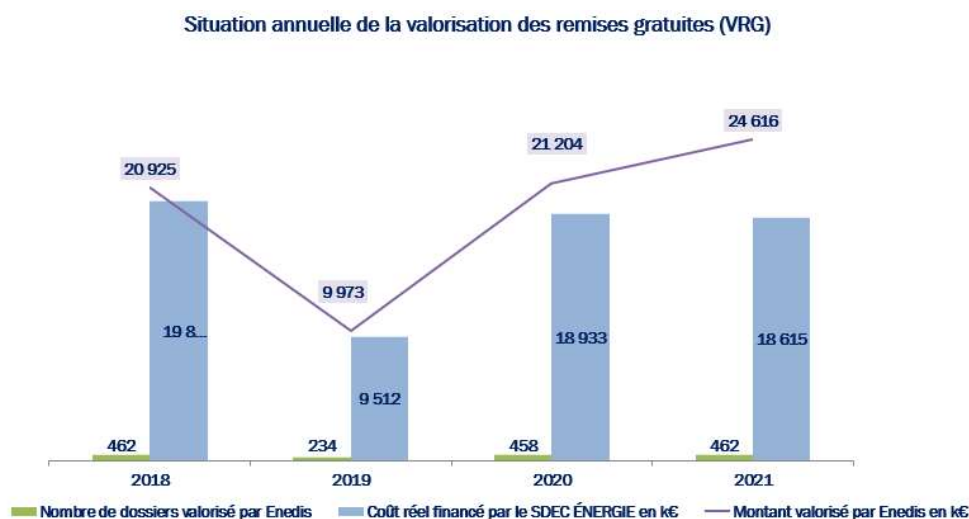
Cette valorisation ne prend pas en compte le coût des ouvrages financés par le SDEC ÉNERGIE (qui intègre le coût de la maîtrise d'ouvrage), mais le coût qu'Enedis aurait exposé s'il avait été maître d'ouvrage des travaux.



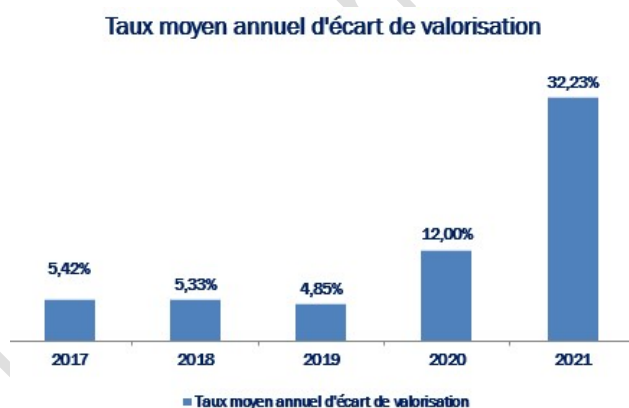
Ce coût est déterminé selon un barème national. Malgré plusieurs demandes ce barème n'a pas été communiqué au Concédant.

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 2021, le nombre d'affaires valorisées est stable par rapport à 2020 après un net ralentissement en 2019.

Il est à noter que le taux moyen annuel d'écart de valorisation continue de progresser très fortement en 2021 passant de 4.8% en 2019 à 12% en 2020 pour atteindre 32% en 2021.

Cette progression s'accélération 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... »

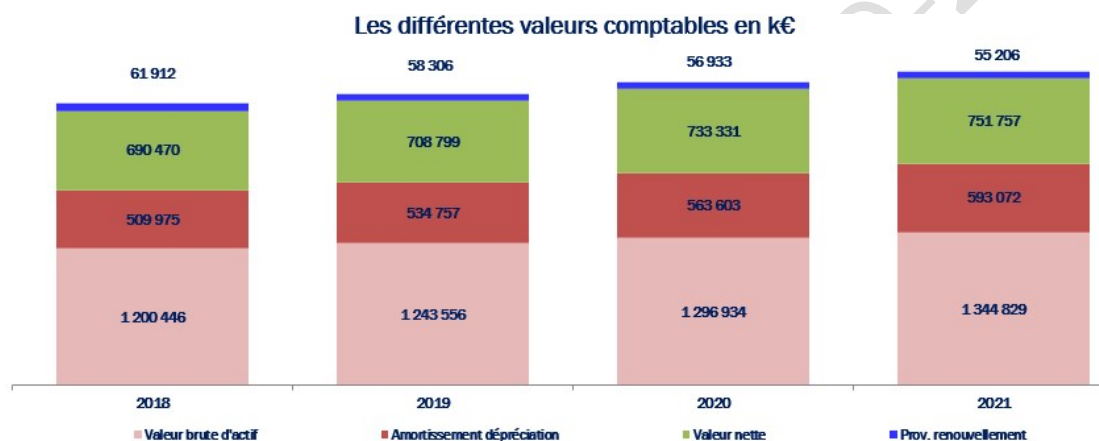


Pour le SDEC ÉNERGIE, les précisions apportées par Enedis afin d'expliquer l'augmentation du taux moyen annuel d'écart de valorisation sont insuffisantes afin de lever l'opacité entourant cette évolution importante.

Le SDEC ÉNERGIE sollicite qu'Enedis complète et précise les explications qu'il a apportées.

10. 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
2018	1 200 446	509 975	690 470	61 912	1 544 610	42,48%
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%



En 2021, la valeur brute d'actif croît de 3,7% pour atteindre 1 344 828 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 5,2 % pour s'établir à 593 072 k€.

La valeur nette comptable augmente quant à elle de 2,5% pour s'établir à 751 157 k€.

Il est à noter que le stock de provisions pour renouvellement se réduit de 3% pour atteindre 55 206 k€.

Le taux moyen d'amortissement atteint 44,10%.

La méthode d'amortissement, les taux d'amortissement et l'évolution du stock des provisions pour renouvellement sont décrits ci-après.

11. Les pratiques d'amortissements

Amortissements ²³		
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 :	
Mis en service avant 1995	30
BT < 36kVA mis en service après 1995	20
BT > 36kVA mis en service après 1995	25
Branchements (hors colonnes montantes)	40
Colonnes montantes	60
Transformateurs	40

²³ 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 1^{er} 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 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

L'allongement de la durée d'amortissement des transformateurs, des réseaux BT torsadés, du génie civil de postes enterrés a impacté directement et majoritairement les provisions constituées, les droits du Concédant ainsi que les dettes et créances réciproques.

À compter du 31 décembre 2019, Enedis a procédé à un changement d'estimation dans ses comptes de la durée de vie des colonnes montantes passant de 40 à 60 ans.

Ce changement de durée n'a pas généré de reprises de provisions pour renouvellement, ces ouvrages restant des ouvrages renouvelables au titre du nouveau contrat de concession. En ce qui concerne les dotations aux amortissements, le changement d'estimation mis en œuvre en 2020 a été appliqué de façon prospective.

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.



PROJET - Version 0029 2023

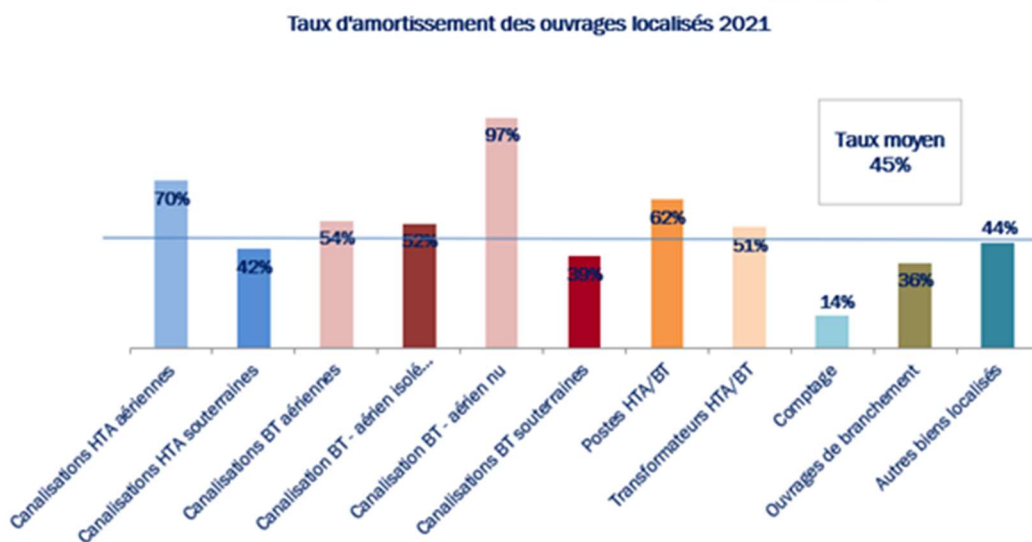
12. Les taux d'amortissements

La valeur nette du patrimoine concédé s'élève à fin 2021 à 751 757 k€, pour un amortissement total constitué qui se monte à 593 072 k€, soit un **taux d'amortissement moyen (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) s'élevant à fin 2021 à 44,1 %**, il s'agit selon l'auditeur du SDEC ÉNERGIE d'un **taux relativement bas**, traduisant un **âge moyen comptable jeune (moyenne constatée 45,3%)**.

Ce taux est en augmentation régulière a minima pour le quinzième exercice consécutif. Il progresse de 0,6 point en moyenne chaque année sur la période 2011-2021.

Ce taux varie plus ou moins fortement en fonction des typologies d'ouvrages. À fin 2021, le taux d'amortissement des ouvrages est le plus élevé pour les réseaux BT aériens nus (97%) en croissance constante depuis a minima 9 exercices.

A contrario, les réseaux souterrains BT et HTA sont la typologie d'ouvrages présentant le taux d'amortissement le plus faible (respectivement 39% et 42%), hors branchements et compteurs localisés (« Linky » et « marché d'affaires »).



Typologie d'ouvrages localisés	2018	2019	2020	2021
Canalisations HTA aériennes	66%	68%	70%	70%
Canalisations HTA souterraines	39%	40%	41%	42%
Canalisations BT aériennes	51%	52%	53%	54%
Canalisation BT - aérien isolé (torsadé)	49%	51%	52%	52%
Canalisation BT - aérien nu	97%	97%	97%	97%
Canalisations BT souterraines	36%	37%	38%	39%
Postes HTA/BT	60%	60%	61%	62%
Transformateurs HTA/BT	49%	49%	50%	51%
Comptage	8%	9%	11%	14%
Ouvrages de branchement	42%	41%	34%	36%
Autres biens localisés	42%	42%	41%	44%
Taux moyen d'amortissement des ouvrages localisés	43%	44%	44%	45%

13. 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.

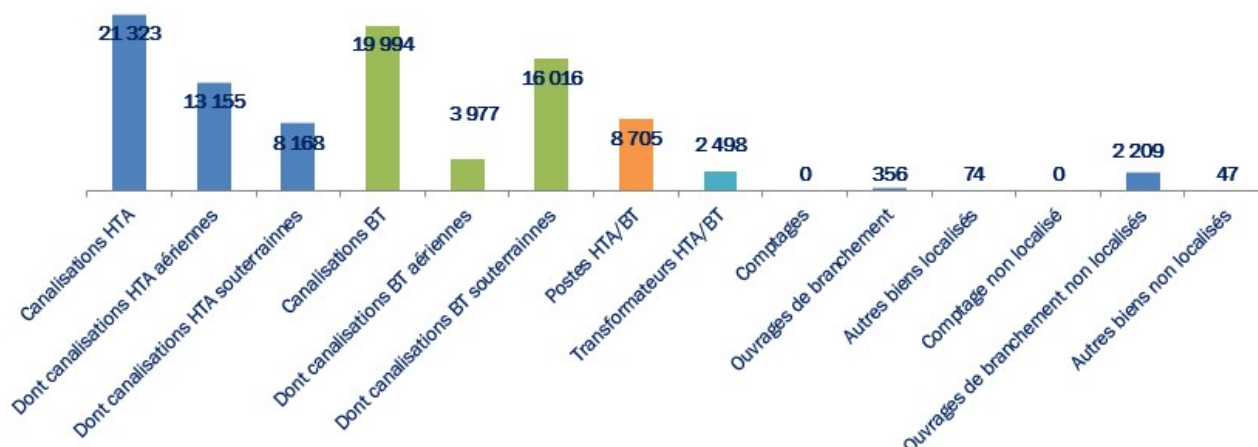
Les provisions pour renouvellement étaient constituées sur les ouvrages concédés renouvelables, dont la fin de vie comptable est antérieure à l'échéance du contrat de concession.

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).

Le stock de provisions pour renouvellement constituées sur les ouvrages concédés s'élève à 55 206 k€ à fin 2021, ce stock est en baisse depuis trois exercices consécutifs, il décroît de 3 % par rapport à 2021 (soit - 1 727 k€).

Montants des provisions pour renouvellement par catégories d'ouvrages en k€



Les provisions pour renouvellement sont pour 96% constituées sur les ouvrages localisés du patrimoine. Les réseaux BT représentent 36% toutes technologies confondues (les réseaux BT souterrains

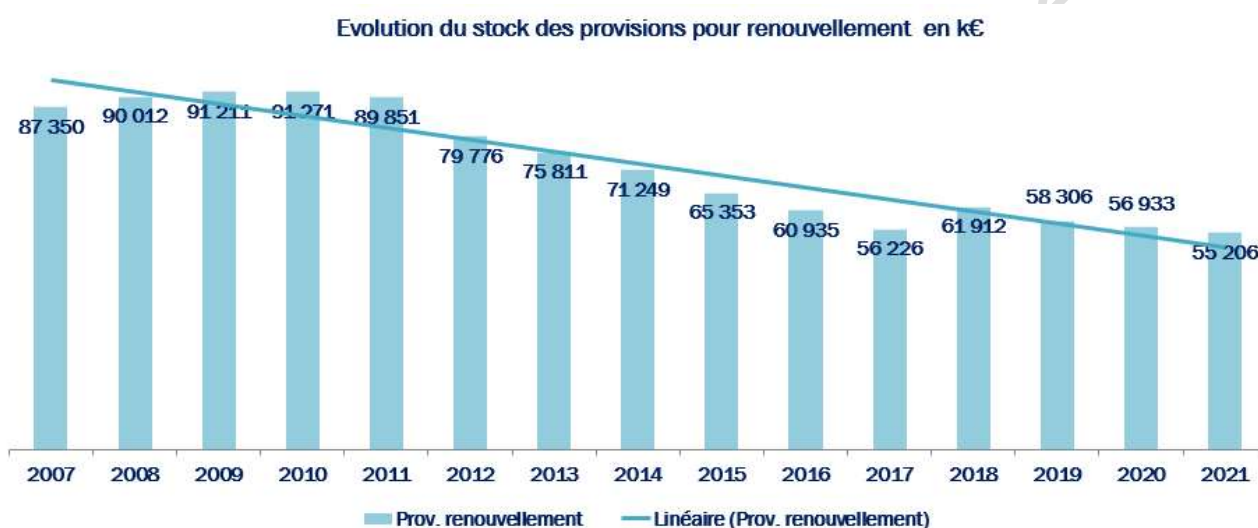
représentent 29%) et les réseaux HTA représentent 39% toutes technologies confondues (les réseaux HTA souterrains représentent 24%).

Depuis 2007, aucune dotation aux provisions n'est constituée sur les appareils de comptage.

Entre 2011 et 2021, le stock de provisions pour renouvellement s'est considérablement réduit de 34 645 k€ soit de 39%.

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 expliquent 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, attente et réaffectation et/ou reprise au résultat des provisions pour renouvellement attachées notamment.



14. L'évolution du stock de provisions pour renouvellement entre les deux derniers exercices

2020/2021 : Evolution du stock de provisions pour renouvellement en k€



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 1 k€ concernant les autres ouvrages localisés. Enedis a expliqué cette dotation par des mouvements de régularisations comptables.
- Une réaffectation en tant que financement Concédant sur des nouveaux ouvrages mis en service en 2021 d'un montant de 943 k€ de provisions pour renouvellement, essentiellement sur les réseaux HTA souterrains concernant des affaires de résorption de câbles HTA souterrains à isolation papier imprégné (411 k€) et sur les réseaux BT souterrains (354 k€).
- Une reprise de 570 k€ portant essentiellement sur les postes HTA/BT et les réseaux BT.

En outre, cette reconstitution du stock de PR fait apparaître un écart de -215 k€ qui proviendrait d'un retard dans la liquidation de l'affectation des passifs. Cet écart concerne essentiellement les réseaux HTA aériens (écart de -289 k€), les réseaux HTA souterrains (écart de +157 k€), les réseaux BT souterrains (écart de -81 k€) et les réseaux BT aériens (écart de -27 k€).



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 2021.

PROJET - Version 08-03-2023

15. 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.

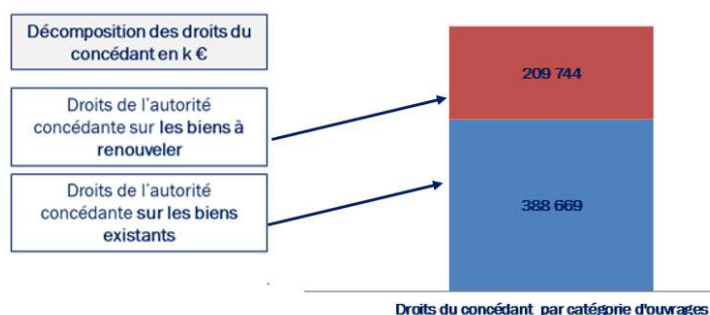
Au 31 décembre 2021, le montant des droits du Concédant s'élève à 598 412 k€ en augmentation de 2% par rapport à l'exercice précédent, et en hausse moyenne depuis 2011 de 3 %.



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 2021 de 3% pour atteindre 751 757 k€. Les financements non amortis du Concessionnaire (créance en espèces) sont estimés à 363 088 k€ à fin 2021, en hausse de 4 % par rapport à l'exercice précédent.

Le montant des droits du Concédant sur les ouvrages existants est évalué 388 669 k€ en augmentation de 1 %. Le montant des droits du Concédant sur les ouvrages à renouveler est évalué à 209 744 k€ à fin 2021, en augmentation de 5 %.

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.

PROJET - Version 08-09-2023

16. 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.

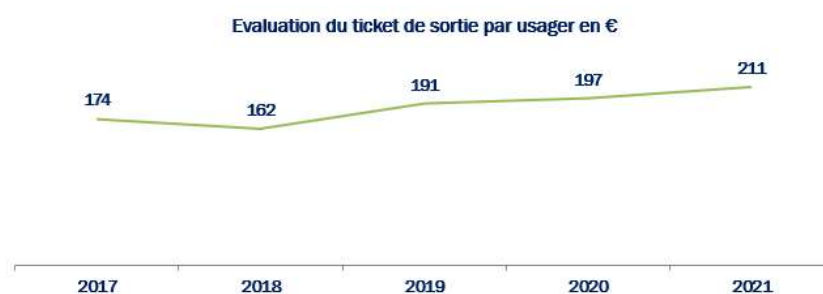
Dans l'un ou l'autre cas une indemnité est calculée, égale cumulativement à la différence, plafonnée à la valeur nette comptable des ouvrages de la concession, entre le montant non amorti de sa participation au financement des ouvrages de la concession, tel qu'il résultera de la comptabilité du Concessionnaire, 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 98 986 k€ en 2021.

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'utilisateurs représentant une dette potentielle de 211 €/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.

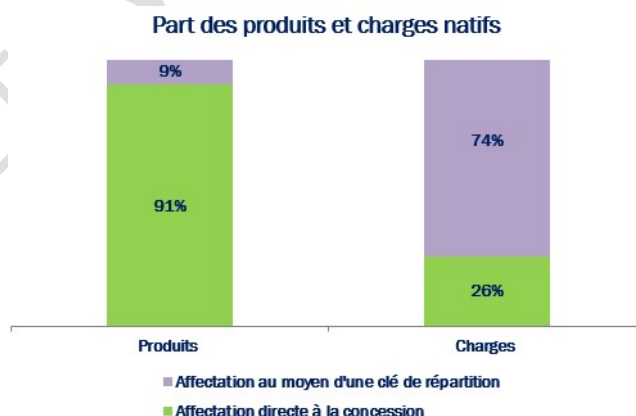
17. Le compte d'exploitation : qualité de l'information

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 reparté 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.**

18. 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 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 74% pour les charges en 2021 :



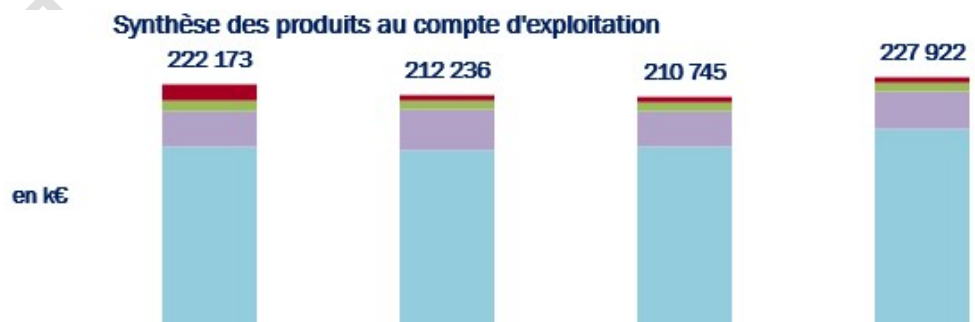
91 % des produits sont donc natifs tandis que seulement 26% des charges sont natives de la concession.

La part de charges natives stagne depuis au moins deux exercices,

En conclusion, 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.

19. Le compte d'exploitation : évolution des produits

Les produits en k€	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021
Acheminement	165 225	162 654	166 012	182 087	10%
Recettes de raccordements et prestations	9 009	9 011	8 041	9 035	12%
Autres produits	33 288	36 675	31 696	32 915	4%
Contribution d'équilibre	14 651	3 896	4 996	3 885	-22%
Total des produits	222 173	212 236	210 745	227 922	8%
Total des produits hors contribution à l'équilibre	207 522	208 340	205 749	224 037	9%



	2018	2019	2020	2021
■ Contribution d'équilibre	14 651	3 896	4 996	3 885
■ Recettes de raccordements prestations	9 009	9 011	8 041	9 035
■ Autres produits	33 288	36 675	31 696	32 915
■ Acheminement	165 225	162 654	166 012	182 087
Total des produits	222 173	212 236	210 745	227 922

Les produits s'élèvent à 227 922 k€ en 2021, en progression de 8 % par rapport à l'exercice précédent. Si nous neutralisons les effets de la contribution d'équilibre (3 885 k€), la valeur des produits progresse de 9%.

Les produits se composent au principal :

1. Des recettes d'acheminement pour 182 087 k€,
2. Des recettes de raccordements et prestations, pour 90 35 k€,
3. Des autres produits, pour 32 915 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 (182 040 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 2021 47 k€).

Les recettes d'acheminement, hors recettes liées à la valorisation de l'acheminement en compteur (182 040 k€) proviennent majoritairement des clients BT ≤ à 36 kVA (72%), représentent 81% des produits et sont en progression de 9.8 %.

Cette progression est liée à la conjugaison de deux phénomènes d'une part, la reprise économique et d'autre part un effet prix favorable (hausse du TURPE de 2,75 % en aout 2020 et de 0.9% en aout 2021). Cette progression est comparable à celle observée à la maille nationale +7 %.

2) Les recettes de raccordements et de prestations qui représentent 4% des produits et sont en progression de 12% par rapport à 2020 (7 043 k€ de recettes de raccordement 1993 k€ de recettes de prestations).

Le contexte pandémique ayant fortement impacté les résultats de 2020, il s'agit d'un retour à un résultat semblable aux exercices antérieurs à la crise sanitaire, portée par un fort développement des installations de production notamment dans la filière photovoltaïque.

Le chiffre d'affaires prestations est de 1 992 k€ en 2021, en augmentation de 247 k€ par rapport à 2020 (1 745 k€), soit +14,16%. Cette évolution reflète celle observée à la maille d'Enedis.

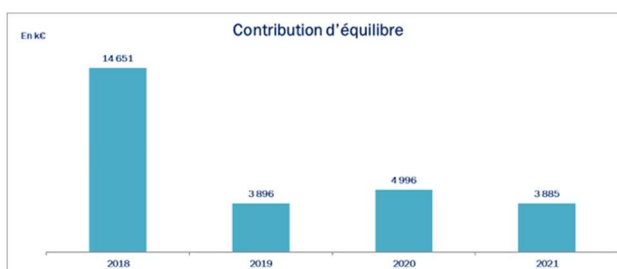
3) Les « autres produits » qui représentent 15 % des produits sont en progression de 4 % par rapport à l'exercice précédent. Ces recettes correspondent :

- 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 2 499 k€ en retrait de 7% par rapport à 2020,
- À la production stockée et immobilisée (19 529 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 progression de 2 % par rapport à l'exercice précédent. Cette reprise partielle est liée à la sortie du contexte pandémique. Cependant, le ralentissement du déploiement des compteurs LINKY™ ne permet pas de retrouver les niveaux antérieurs.
- Les reprises sur amortissements et reprises de provisions pour renouvellement atteignent 9 159 k€ en 2021 en progression de 5% par rapport à l'exercice précédent.

20. Le compte d'exploitation : La contribution à l'équilibre

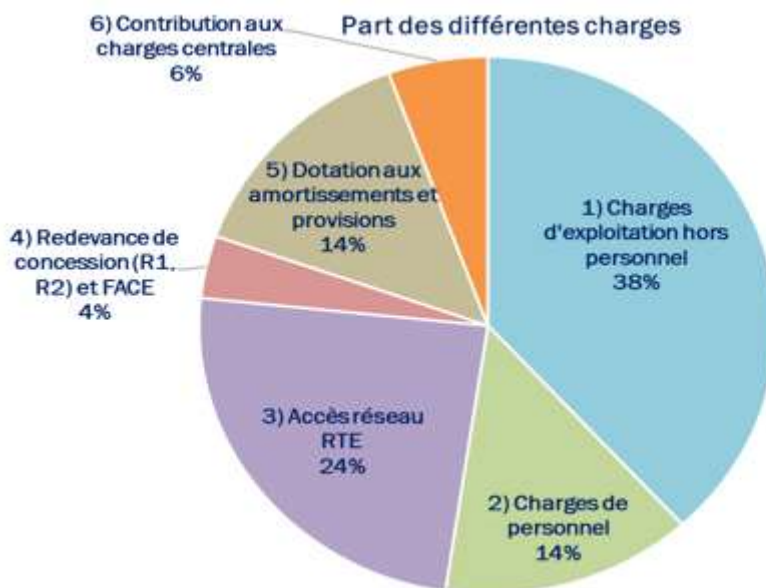
En 2021, et comme les exercices précédents (depuis 2011), une contribution d'équilibre vient accroître les produits d'exploitation.

Cette contribution représente la contribution des autres concessions d'Enedis vers la concession du Syndicat. Il est à noter sur ce point que tant qu'une faible partie des charges étant natives de la concession, la représentativité de cette contribution reste à relativiser.

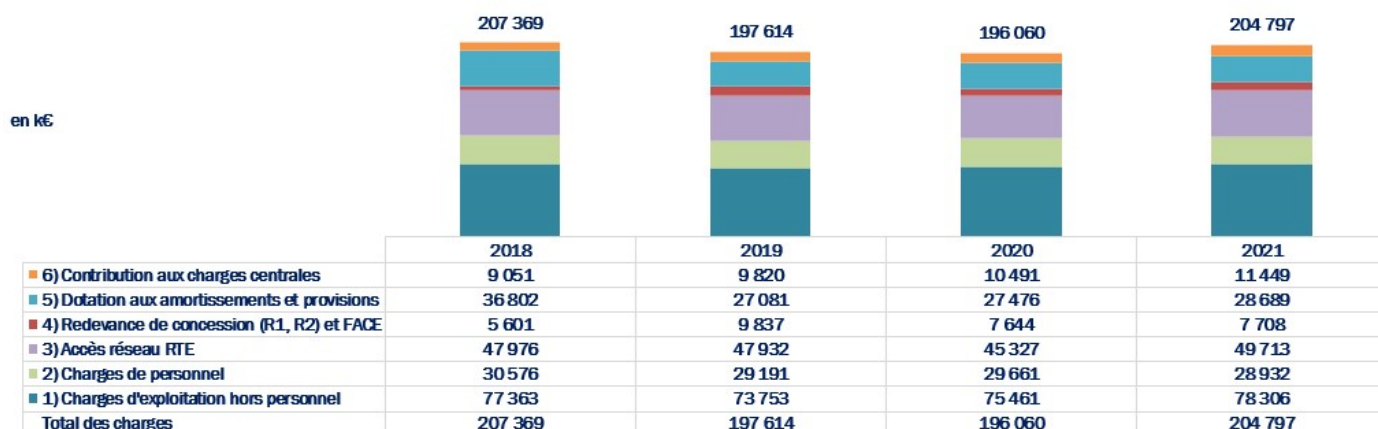


21. Le compte d'exploitation : évolution des charges

Les charges en k€	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021
1) Charges d'exploitation hors personnel	77 363	73 753	75 461	78 306	4%
2) Charges de personnel	30 576	29 191	29 661	28 932	-2%
3) Accès réseau RTE	47 976	47 932	45 327	49 713	10%
4) Redevance de concession (R1, R2) et FACE	5 601	9 837	7 644	7 708	1%
5) Dotation aux amortissements et provisions	36 802	27 081	27 476	28 689	4%
6) Contribution aux charges centrales	9 051	9 820	10 491	11 449	9%
Total des charges	207 369	197 614	196 060	204 797	4%



Synthèse des charges au compte d'exploitation



Les charges progressent de 4 % en 2021 (196 060 k€ en 2020, 204 797 k€ en 2021). Elles sont composées :

1) Des charges d'exploitation hors personnel en progression de 4 % (78 306 k€), elles représentent 38% des charges et elles rassemblent :

- Les charges pour « autres consommations externes » (30 901 k€) qui représentent 15% des charges d'exploitation sont en baisse à nouveau de 8.3% 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). La baisse constatée serait liée au principal à la fin du déploiement du compteur LINKY™.
- Les charges d'achat d'énergie pour la compensation des pertes (18 010 k€) qui progressent fortement de 32 % en 2021 et qui représentent 9 % des charges d'exploitation. Le délégataire justifie cette variation par les tensions sur les marchés de l'énergie au dernier trimestre qui se sont traduites par une hausse du coût de ces achats. Cette évolution coïncide avec celle observée à la maille nationale.
- 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 (19 262 k€) progressent de 9% et représentent 3 % des charges d'exploitation en 2021.
- Les autres impôts et taxes (CFE, IFR, et taxes foncières) pour un montant de 3 760 k€ qui diminuent de 19% et qui représentent 2 % des charges d'exploitation. La baisse constatée est similaire à celle constatée au niveau national, elle est liée à une diminution de la charge de l'impôt, conséquence de la mise en œuvre du plan de relance par le gouvernement.
- Les autres charges qui correspondent aux autres types de charges d'exploitation courantes (6 352 k€) qui hausse de 32 %. 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 (28 932 k€) qui diminuent de 2 %. Ces charges évoluent de manière semblable au niveau national. 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 14% du total des charges.

3) Des charges d'accès réseau RTE pour 49 713 k€ qui progressent de 10 % par rapport à 2020. Ces charges représentent 24% de l'ensemble des charges. Cette augmentation reflète celle observée à la maille nationale. Cette hausse est majoritairement due à l'effet volume (hausse des consommations du

fait de la reprise post-crise sanitaire et du climat) couplé à un effet prix lié à l'indexation de la part « transport » du TURPE.

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 4 148 k€ en 2021, elles sont en légère hausse par rapport à 2020 (4 043 k€ soit +105 k€), +2,6%. Cette variation est en ligne avec l'évolution nationale. La contribution au CAS FACE d'Enedis atteint 3 580 k€ en léger retrait par rapport à 2020. Cette contribution correspond à la quote-part calculée pour la concession de la contribution d'Enedis au FACE.

5) Des dotations aux amortissements atteint 28 688 k€ en 2021, elles progressent de 5 % par rapport à l'exercice précédent et représentent 14% 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. Au niveau national, cette rubrique suit la même tendance et augmente de 4,2%. La dotation aux provisions pour renouvellement atteint 1 k€ en 2021, ce résultat est logiquement lié à l'arrêt de la dotation à la provision pour renouvellement, à la suite de la conclusion de la convention de concession en date du 29 juin 2018.

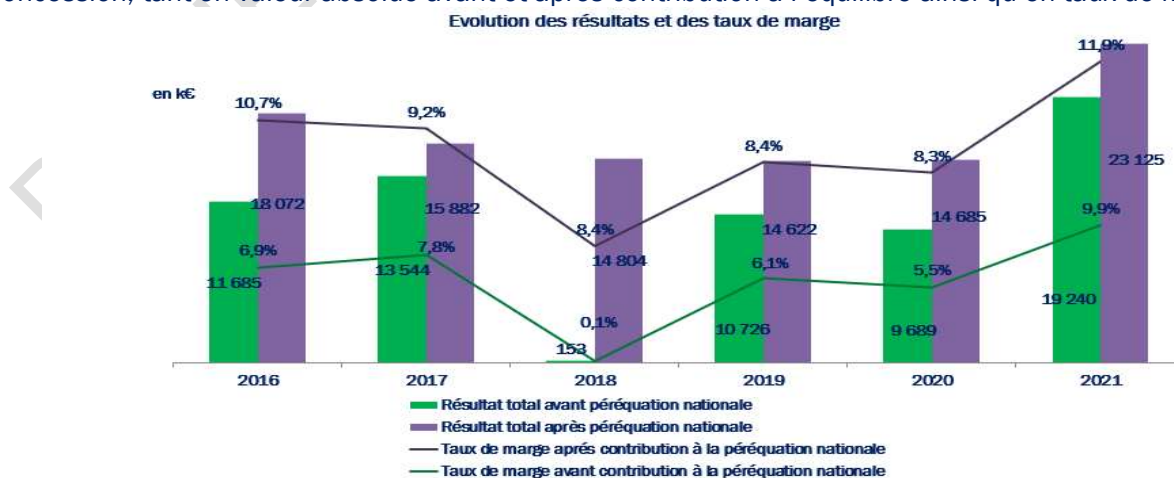
6) De la contribution aux charges centrales qui recouvre les différentes charges constatées au niveau des services centraux qui progressent de 7 %. (11 491 k€) et représentent 5% des charges.

22. Le compte d'exploitation : le résultat

Le résultat avant péréquation k€	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021
Les produits	207 522	208 340	205 749	224 037	9%
Les charges	207 369	197 614	196 060	204 797	4%
Résultat	153	10 726	9 689	19 240	99%

Le résultat après péréquation k€	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021
Les produits	222 173	212 236	210 745	227 922	8%
Les charges	207 369	197 614	196 060	204 797	4%
Résultat	14 804	14 622	14 685	23 125	57%

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 ainsi qu'en taux de marge.



La concession est donc largement bénéficiaire (+ 99% pour le résultat d'exploitation) avec un taux de marge en très forte augmentation. Il atteint 11,9% après contribution (+ 12,4 points) du fait d'une

augmentation des charges (+4% pour le total des charges) moindre que la hausse des produits (+9%) en progression sur les postes de produits majeures (recettes d'acheminement +9,7%, raccordements et prestations +12%).

Si le contexte sanitaire de l'année 2020 peut justifier des produits plus faibles, et un résultat d'exploitation moins important, soulignons que les produits liés aux raccordements, et toutes les sous-catégories de recettes d'acheminement dépassent leur niveau de 2019.

Au niveau national, on observe une tendance similaire avec un résultat d'exploitation en hausse à 1 865 M€ contre 1 206 M€ en 2020. Le résultat net progresse de +77% et passe de 767 M€ en 2020 à 1 196 fin 2021.



Ainsi, les variations observées au niveau du résultat d'exploitation (il double) s'expliquent partiellement par le caractère assez bas du résultat d'exploitation 2020. **Toutefois, 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. La surveillance de l'évolution de cet indicateur doit donc se poursuivre.**

23. Les flux financiers

Les différents flux financiers en k€ hors taxes	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021
Redevance R1	1 135	1 900	1 291	1 306	1 %
Redevance R2	2 980	4 294	2 752	2 842	3 %
Article 8 participation pour les effacements des réseaux	575	650	650	650	0%
Part couverte par le tarif (PCT)	607	222	439	773	76%
Facé	5 138	4 797	4 375	4 026	- 8 %

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 1 306 k€ en progression de 1%. La redevance R2 atteint 2 842 k€ en hausse de 3%.

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 réalisés 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 773 k€ au SDEC ÉNERGIE en 2021.

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.

24. BILAN DE LA PARTIE COMPTABLE ET FINANCIÈRE



POINTS FORTS

- La réduction progressive de la part des ouvrages non localisés (part des ouvrages non localisés en 2021 18%),
- Un rythme d'investissements marquant et soutenu au vu l'évolution de la valeur brute des ouvrages 3.8% sur la chronique 2012/2021.
- La reconstitution de la valeur brute au 31 décembre 2021 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 (44,1 %) relativement bas, traduisant un âge moyen comptable « jeune » (moyenne constatée 45,3%).
- 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 PR et le montant de la reprise ont donc pu être correctement rapprochés du compte d'exploitation présenté dans le compte rendu d'activités 2021.
- Les dépenses d'investissements du Concessionnaire majoritairement localisées, d'un niveau satisfaisant et en progression après la pandémie, avec un niveau d'investissement lié à l'amélioration du patrimoine qui se situe au-dessus de moyenne 2011/2021.



POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER

Points à surveiller en 2022 :

- 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 2022 :

- La localisation des liaisons réseaux des branchements qui aurait dû intervenir au titre de l'inventaire 2021 (Enedis a précisé sur ce point que les contraintes sanitaires ont retardé les développements informatiques utiles).
- Le niveau d'investissements de performance du réseau hors des dépenses liées au déploiement du compteur Linky doit se redresser après une baisse sur deux 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

POINTS FAIBLES OU EN ATTENTE RÉCURRENTS



- L'absence d'un inventaire comptable détaillant et localisant l'ensemble des ouvrages, quelle que soit leur nature (biens de retour, les biens de reprise et les biens propres).
- Les éléments communiqués par le Concessionnaire afin d'expliquer l'augmentation du taux moyen annuel d'écart de valorisation doivent être complétés et précisés (taux moyen annuel d'écart de valorisation 2021, 32% en progression de 22%).
- L'absence de communication des origines de financement pour le financement Concedant par immobilisation en distinguant (financement Concedant « réel » / réaffectation des droits en espèce/ réaffectation des provisions pour renouvellement).
- 26% 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.

PROJET - Version 08-09-2023



COMMISSION DE DEVELOPPEMENT ECONOMIQUE DU 07 SEPTEMBRE 2023
AIDES AUX EXTENSIONS POUR ALIMENTATION ELECTRIQUE DES ACTIVITES ECONOMIQUES ET OUVRAGES COMMUNAUX ET INTERCOMMUNAUX
PRESENTATION AU BUREAU SYNDICAL DU 22/09/2023

ACTIVITE ECONOMIQUE														
COMMUNE	CAT. COMMUNE	DOCUMENT D'URBANISME	DESIGNATION DU PROJET	PETITIONNAIRE	TYPE DE TRAVAUX	LIGNEAIRE EXTENSION	EXTENSION		FINANCEMENT HT					
							TYPE	HT	EXTENSION				RENFORCEMENT	
									SDEC ENERGIE	PCT 40 %	TOTAL AIDES	COMMUNE	PETITIONNAIRE	SDEC ENERGIE
BANNEVILLE-LA-CAMPAGNE <i>Article R323-25 terminé</i>	C	Hors champ d'urbanisme	Alimentation en énergie électrique d'un cimetière militaire 12kVA	COMMONWEALTH WAR GRAVES COMMISSION	Extension BT	185	Barème	16 749,00 €	5 024,70 €	6 699,60 €	11 724,30 €	0,00 €	5 024,70 €	0,00 €
CROQUAY <i>OS mi-octobre</i>	C	Hors champ d'urbanisme	Alimentation et desserte intérieure électrique BT de la séparation d'un complexe artisanal en 2 bâtiments distincts	SCI ECLIPSE	Extension et desserte BT + renforcement	130	Barème	17 346,02 €	5 203,81 €	6 938,41 €	12 142,21 €	0,00 €	5 203,81 €	11 040,57 €
GENNEVILLE <i>En cours d'étude</i>	C	Permis de construire	Alimentation en énergie électrique d'un bâtiment agricole, 12 kVA	Mme CANU Marie-Pierre	Extension BT	187	Barème	16 909,00 €	5 072,70 €	6 763,60 €	11 836,30 €	0,00 €	5 072,70 €	0,00 €
LISORES <i>En cours d'étude</i>	C	Déclaration préalable	Alimentation en énergie électrique d'une nouvelle antenne 12kVA	AXIONE	Extension BT	266	Barème	23 229,00 €	6 968,70 €	9 291,60 €	16 260,30 €	0,00 €	6 968,70 €	0,00 €
SOULEUVRE-EN-BOCAGE <i>LE BENY-BOCAGE</i>	C	Hors champ d'urbanisme	Alimentation en énergie électrique d'une entreprise paysagiste 84kVA	SARL PAYSAGES CONSEIL	Extension BT	455	Barème	45 193,00 €	10 000,00 €	18 077,20 €	28 077,20 €	0,00 €	17 115,80 €	0,00 €
VALAMBRAY <i>AIRAN</i> <i>Article R323-25 terminé</i>	C	Déclaration préalable	Alimentation en énergie électrique d'une antenne de télécommunication mobile, 36 kVA TRI	FREE MOBILE	Extension BT	225	Barème	19 949,00 €	5 984,70 €	7 979,60 €	13 964,30 €	0,00 €	5 984,70 €	0,00 €
VALDALLIERE <i>VASSY</i>	C	Hors champ d'urbanisme	Aide financière pour l'installation d'une production photovoltaïque sur le toit d'un nouveau bâtiment agricole (99 KWC).	GAEC DE CAGNY - M. ANGOT Benoît	Enedis : extension HTA et BT		Enedis	19 235,43 €	5 770,63 €	PCT à 40 %	5 770,63 €	0,00 €	13 464,80 €	0,00 €

OUVRAGE COMMUNAL OU INTERCOMMUNAL														
COMMUNE	CAT COMMUNE	DOCUMENT D'URBANISME	DESIGNATION DU PROJET	PETITIONNAIRE	TYPE DE TRAVAUX	LIGNEAIRE EXTENSION	EXTENSION		FINANCEMENT HT					
							TYPE	HT	EXTENSION				RENFORCEMENT	
									SDEC ENERGIE	PCT 40 %	TOTAL AIDES	COMMUNE	PETITIONNAIRE/CC	SDEC ENERGIE
BONNEVILLE-LA-LOUVET <i>Etude en cours</i>	C	Permis d'Aménager	Alimentation et desserte en énergie électrique d'une zone d'activité économique de 5 lots, avec un poste de refoulement et une armoire d'éclairage public, 222 kVA	CC Terre d'Auge	Extension HTA - Domaine public	85	Réel	13 864,24 €	5 545,70 €	5 545,70 €	11 091,39 €	2 772,85 €	0,00 €	0,00 €
		Extension HTA et desserte BT - Domaine Privé			195	Réel	61 522,66 €	24 609,06 €	24 609,06 €	49 218,13 €	0,00 €	12 304,53 €	0,00 €	
EVRECY <i>OS à lancer</i>	C	Permis d'Aménager	Alimentation et desserte intérieure d'une ZA composée de 5 ilots divisibles à la demande destinés à l'accueil d'activités artisanales et commerciales, permettant ainsi un maximum de 31 lots	CC Vallée de l'Orne et de l'Odon	Desserte HTA et BT	1161	Réel	120 316,87 €	48 126,75 €	48 126,75 €	96 253,50 €	0,00 €	24 063,37 €	0,00 €
FONTAINE-ETOUPEFOUR <i>OS à lancer</i>	B1	Déclaration préalable	Alimentation en énergie électrique d'un lotissement communal de 7 lots.	Commune	Extension BT	104	Réel	15 272,48 €	1 527,25 €	6 108,99 €	7 636,24 €	7 636,24 €	0,00 €	0,00 €
ISIGNY-SUR-MER <i>OS à lancer</i>	B1	Permis d'Aménager	Alimentation en énergie électrique d'un futur lotissement communal 'Pied de Poulain' tranche II composé de 20 lots.	Commune	Extension BT	175	Réel	27 240,52 €	2 724,05 €	10 896,21 €	13 620,26 €	13 620,26 €	0,00 €	0,00 €
VIRE-NORMANDIE <i>ST-GERMAIN-DE-TALLEVENDE</i> <i>Art R323-25 terminé</i>	B1	Permis d'Aménager	Alimentation en énergie électrique d'un lotissement communal composé de 9 lots	Commune	Extension BT et desserte BT	178	Réel	19 704,89 €	1 970,49 €	7 881,96 €	9 852,45 €	9 852,45 €	0,00 €	0,00 €

TOTALX

2 889

354 314,22 €

122 306,74 €

134 031,52 €

256 338,26 €

2 772,85 €

95 203,11 €

11 040,57 €



COMMISSION "DEVELOPPEMENT ECONOMIQUE" du 07 SEPTEMBRE 2023
AIDES AUX EXTENSIONS POUR ALIMENTATION ELECTRIQUE DES SITES PRIVES
PRESENTATION AU BUREAU SYNDICAL DU 22/09/2023

COMMUNE	LOCALISATION	CAT. COMMUNE	DESIGNATION DU PROJET	LONGUEUR EXTENSION RESEAU EN ML	EXTENSION HT	FINANCEMENT EXTENSION HT					RENFORCEMENT HT	
						EXTENSION					SDEC ENERGIE	
						SDEC ENERGIE	PCT 40 %	TOTAL AIDES	COLLECTIVITE	PETITIONNAIRE		
AUTHIE	AUTHIE	C	Alimentation d'un lotissement nommé "SAINT LOUET IV" composé de 24 logements et un macrolot + 1 armoire EP, 178 kVA foisonnés	160	18 527,68 €	7 411,07 €	7 411,07 €	14 822,14 €	3 705,54 €	0,00 €	0,00 €	
BARBEVILLE	BARBEVILLE	C	Alimentation en énergie électrique d'un futur lotissement privé composé de 15 lots	90	7 873,75 €	3 149,50 €	3 149,50 €	6 299,00 €	1 574,75 €	0,00 €	7 993,60 €	
CAGNY	CAGNY	C	Alimentation d'un ensemble de 2 immeubles de 29 logements collectifs et d'un local commercial, 185 kVA	210	26 875,21 €	10 000,00 €	10 750,08 €	20 750,08 €	6 125,13 €	0,00 €	0,00 €	
ST-BENOIT-D'HEBERTOT	ST-BENOIT-D'HEBERTOT	C	Alimentation en énergie électrique d'un lotissement privé de 15 lots, 101 kVA MONO foisonnés (avec 1 armoire EP)	50	6 981,24 €	2 792,50 €	2 792,50 €	5 584,99 €	1 396,25 €	0,00 €	0,00 €	
VAL D'ARRY	MISSY	C	Viabilisation de 12 nouvelles parcelles (144 kVa - Monophasé)	56	9 180,03 €	3 672,01 €	3 672,01 €	7 344,02 €	1 836,01 €	0,00 €	10 578,52 €	
566						69 437,91 €	27 025,08 €	27 775,16 €	54 800,24 €	14 637,67 €	0,00 €	18 572,12 €

8ème Tranche : RACCORDEMENT AU RESEAU DE DISTRIBUTION ELECTRIQUE
PROGRAMME 2023Nombre de dossiers : 40

COMMUNE	LOCALISATION	DATE DE LA DEMANDE	PROJET	SOLUTION TECHNIQUE	LONGUEUR EXTENSION RESEAU EN ML	EXTENSION en € HT	RENFORCEMENT en € HT
VALAMBRAY	AIRAN	17/03/2023	Alimentation en énergie électrique d'une antenne de télécommunication mobile - 36 kVA TRI	Pose de 45 ml de réseau BT souterrain 3x150 ² en domaine public, de 180 ml de réseau BT souterrain 3x95 ² en domaine privé	225	19 977 €	0 €
ANISY	ANISY	07/03/2023	Alimentation en énergie électrique d'une maison d'habitation.	Pose de 170 ml de réseau BT souterrain en 3x150 ² AL	170	15 549 €	0 €
AUTHIE	AUTHIE	24/04/2023	Alimentation du lotissement privé "SAINT LOUET IV" (24 logements et un macrolot) - AMENEE BT	Pose de 160 ml de réseau BT souterrain en 3x240 ²	160	18 728 €	0 €
BANNEVILLE-LA-CAMPAGNE	BANNEVILLE-LA-CAMPAGNE	19/09/2022	Alimentation en énergie électrique d'un cimetière militaire - 12kVA	Pose de 185 ml de réseau BT souterrain en 3x150 ² AL	185	23 030 €	0 €
BONNEVILLE-LA-LOUVET	BONNEVILLE-LA-LOUVET	14/04/2023	Desserte électrique intérieure d'une zone d'activité économique de 5 lots avec un poste de refoulement et une armoire EP	DESSERTE BT : Pose de 190 ml de réseau BT souterrain 3x240 ² DESSERTE GC EP : Pose de 145 ml de fourreau EP	190	20 133 €	0 €
BONNEVILLE-LA-LOUVET	BONNEVILLE-LA-LOUVET	17/03/2023	Alimentation d'une zone d'activité économique de 5 lots avec un poste de refoulement - AMENEE HTA	EXTENSION HTA - domaine public : Pose de 85 ml de réseau HTA souterrain en 3x150 ² EXTENSION HTA - domaine privé : Pose de 5 ml de réseau HTA souterrain en 3x150 ² et d'un PAC 250 kVA	90	55 254 €	0 €
CAGNY	CAGNY	02/09/2022	Alimentation d'un ensemble de 2 immeubles de 29 logements collectifs et d'un local commercial - AMENEE BT	Pose de 210 ml de réseau BT souterrain en 3x240 ²	210	26 875 €	0 €
CAMPIGNY	CAMPIGNY	20/08/2021	Desserte intérieure électrique d'un futur lotissement privé "Les Ormes" - SOUS DTMO	Pose de 172,90 ml de réseaux BT 3x150 ² +N souterrains	173	20 910 €	0 €
COLLEVILLE-SUR-MER	COLLEVILLE-SUR-MER	11/04/2023	Modification d'un hôtel existant. Le propriétaire souhaite huit nouveaux compteurs dans le bâtiment principal.	Pose de 135 ml de réseau BT 3x150 ² +70 ² en souterrain	135	27 896 €	0 €
VALAMBRAY	CONTEVILLE	25/05/2023	Renforcement du réseau nécessaire au raccordement de 6 logements à créer dans des bâtiments existants	Mutation du PSSA "BGDE CONTEVILLE - 176-01" 160 kVA par 250 kVA	0	0 €	12 985 €
VALAMBRAY	CONTEVILLE	25/05/2023	Alimentation en énergie électrique de 6 logements à créer dans des bâtiments existants, 66 kVA MONO foisonnés	Pose de 60 ml de réseau BT souterrain en 3x150 ²	60	13 917 €	0 €
NOUES DE SIENNE	COURSON	21/06/2023	Alimentation en énergie électrique d'un garage 12kVA	Extension BT de 80 ml en câble 3x150 ² AL	80	8 349 €	0 €
CROUAY	CROUAY	25/11/2022	Alimentation et desserte intérieure en électricité Basse Tension (BT) de la séparation d'un complexe artisanale	RENFORCEMENT : Dans PAC "ORMES 130-03" existant, mutation H59 100kVA par un 250kVA, EXTENSION : Pose de 25 ml de réseau électrique BT 3x150 ² +N DESSERTE INTERIEURE : Pose de 105 ml de réseau BT 3x95 ² +N BRANCHEMENTS : Création de 2 branchements dans locaux artisanaux existants	130	30 784 €	0 €
ESQUAY-SUR-SEULLES	ESQUAY-SUR-SEULLES	06/12/2019	Desserte intérieure en énergie électrique d'un lotissement privé QUARTIER D'HABITATS INDIVIDUELS	Pose de 363 ml de réseaux électriques BT souterrains	363	39 419 €	0 €
ESSON	ESSON	22/05/2023	Alimentation en énergie électrique d'une nouvelle maison d'habitation (12 kVA - Monophasé).	Pose de 60 ml de réseau BT 3x95 ² +50 ² souterrain	60	6 639 €	0 €
ÉVRECY	ÉVRECY	22/11/2022	Alimentation d'une ZA de 5 îlots divisibles à la demande (activités artisanales et commerciales).	Pose de 2x 253 ml de réseaux HTA 3X150 ² + PAC 400 kVA	506	50 409 €	0 €
ÉVRECY	ÉVRECY	22/11/2022	Desserte électrique d'une ZA de 5 îlots divisibles à la demande (activités artisanales et commerciales).	Pose de 621 ml de réseaux BT 3x240 ² +N souterrains.	621	68 749 €	0 €
FONTAINE-ÉTOUPEFOUR	FONTAINE-ÉTOUPEFOUR	31/01/2023	Alimentation en énergie électrique d'un lotissement communal de 7 lots	Pose de 104 ml de réseau BT 3x150 ² +70 ² en souterrain	104	14 912 €	0 €
FRENOUVILLE	FRENOUVILLE	05/08/2020	Alimentation en énergie électrique d'un lotissement privé de 54 lots - RESEAU AMENEE HTA	Pose de 2x195 ml de réseau HTA souterrain en 3x240 ² et d'un PAC 4UF 630 kVA	390	87 847 €	0 €
GENNEVILLE	GENNEVILLE	15/11/2021	Alimentation en énergie électrique d'un bâtiment agricole, 12 kVA	Pose de 160 ml de réseau BT souterrain en 3x150 ²	160	14 749 €	0 €
GRANDCAMP-MAISY	GRANDCAMP-MAISY	06/04/2022	Desserte intérieure en énergie électrique de la division parcellaire de la propriété "La Colombe" en 16 lots - SOUS DTMO	Pose de 182 ml de réseaux BT 3x150 ² +N et 3x95 ² +N souterrains	182	26 355 €	0 €
LE BU-SUR-ROUVRES	LE BU-SUR-ROUVRES	15/06/2023	Viabilisation d'une parcelle 12kVA	Pose de 55 ml de réseau BT souterrain en 3x150 ² AL	55	6 349 €	0 €
LISORES	LISORES	16/03/2023	Alimentation en énergie électrique d'une nouvelle antenne 12kVA	Pose de 266 ml de réseau BT souterrain en 3x150 ² AL	266	23 229 €	0 €
MAISONS	MAISONS	28/10/2021	Alimentation en énergie électrique d'un futur lotissement privé 'Le Clos du Carel' composé de 18 lots	RENFORCEMENT : Mutation transformateur 100kVA par un 250kVA non TPC. EXTENSION : Pose de 40 ml de réseau BT 3x240 ² +95 ² souterrain	0	4 818 €	10 109 €
MOULINS-EN-BESSIN	MARTRAGNY	08/02/2023	Desserte intérieure d'un ancien corps de ferme en 12 lots destinés à des habitations groupées	Déroutage de 96ml de réseau BT souterrain en 3X150 ² dans tranchées mises à disposition par l'aménageur	96	17 560 €	0 €

COMMUNE	LOCALISATION	DATE DE LA DEMANDE	PROJET	SOLUTION TECHNIQUE	LONGUEUR EXTENSION RESEAU EN ML	EXTENSION en € HT	RENFORCEMENT en € HT
VAL D'ARRY	MISSY	13/02/2023	Viabilisation de 12 nouvelles parcelles.	RENFORCEMENT : Pose de 27 ml de réseau BT en souterrain EXTENSION : Pose de 56ml de réseau basse tension 3X150 ²	56	9 180 €	8 678 €
VAL D'ARRY	MISSY	13/02/2023	Viabilisation de 12 nouvelles parcelles. DESSERTE INTERIEURE	Pose de 202 ml de réseau BT 3x150 ² +70 ² en souterrain	202	24 531 €	0 €
NOROLLES	NOROLLES	23/05/2023	Modification de contrat	Pose de 190 ml de réseau BT souterrain en 3x150 ² AL	190	17 149 €	0 €
QUETTEVILLE	QUETTEVILLE	04/02/2022	Alimentation en énergie électrique d'une borne IRVE 250kVA	Paiement de l'étude à RESEAUX Environnement, remboursement par SAPN qui a annulé le projet	0	186 €	0 €
RYES	RYES	22/06/2021	Desserte intérieure électrique d'un lotissement de 36 logements - <u>SOUS DTMO</u>	Pose de 438 ml de réseaux BT souterrains + branchements	438	45 799 €	0 €
SAINT-BENOIT-D'HEBERTOT	SAINT-BENOIT-D'HEBERTOT	12/12/2022	Alimentation en énergie électrique d'un lotissement privé de 15 lots - AMENEE BT	Pose de 50 ml de réseau BT en souterrain en 3x150 ²	50	6 981 €	0 €
SAINT-BENOIT-D'HEBERTOT	SAINT-BENOIT-D'HEBERTOT	12/12/2022	Desserte intérieure en énergie électrique d'un lotissement privé de 15 lots	Pose de 190 ml de réseau BT souterrain en 3x150 ²	190	27 841 €	0 €
SAINTE-HONORINE-DU-FAY	SAINTE-HONORINE-DU-FAY	31/03/2023	Alimentation en énergie électrique de trois nouvelles parcelles	Pose de 70 ml de réseau BT souterrain	70	11 591 €	0 €
SAINTE-HONORINE-DU-FAY	SAINTE-HONORINE-DU-FAY	05/08/2021	Desserte intérieure électrique d'un lotissement privé 'Résidence des Hêtres' composé de 6 lots - <u>SOUS DTMO</u>	Pose de 60,60 ml de réseau BT souterrain	61	14 575 €	0 €
SAINT-SYLVAIN	SAINT-SYLVAIN	09/09/2019	Desserte électrique intérieure d'un lotissement privé "Le Clos Rocher II" (34 lots) - <u>SOUS DTMO</u>	Pose de 468 ml de réseau BT souterrains	468	49 139 €	0 €
SOUMONT-SAINT-QUENTIN	SOUMONT-SAINT-QUENTIN	20/06/2023	Viabilisation d'une parcelle destinée à la vente	Pose de 50 ml de réseau BT souterrain en 3x150 ² AL	50	5 949 €	0 €
SUBLES	SUBLES	31/01/2022	Desserte intérieure électrique d'un lotissement privé 'Les Longs Sillons' 15 lots - <u>SOUS DTMO</u>	Pose de 317 ml de réseaux BT 3x150 ²	317	28 808 €	0 €
TREVIERES	TREVIERES	29/11/2022	Desserte intérieure électrique d'un lotissement privé 'Le Val des Hirondelles' 18 lots - <u>SOUS DTMO</u>	Pose de 280 ml de réseaux BT souterrains + coffrets	280	29 330 €	0 €
VARAVILLE	VARAVILLE	01/02/2023	Desserte intérieure électrique d'un lotissement de 3 lots	Pose de 65 ml de réseau BT souterrain en 3x150 ² + coffret branchement	65	7 804 €	0 €
VIERVILLE-SUR-MER	VIERVILLE-SUR-MER	05/09/2022	Alimentation d'un futur lotissement privé "Fernand Leterrier", composé de 19 lots	RENFORCEMENT : Mutation, dans Poste de transformation de type au Sol Simplifié 'B' (PSSB), transformateur 160kVA TPC par un 250kVA.	0	0 €	11 455 €
					7 047	921 299 €	43 228 €
				PRIX (en € HT) DE L'EXTENSION AU ML :	130,74 €	964 527 €	



COMMISSION TRAVAUX SUR LES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE DU 08 SEPTEMBRE 2023

RENFORCEMENT DU RESEAU DE DISTRIBUTION ELECTRIQUE PROGRAMME 2023 : 4ème TRANCHE

Nombre de dossiers : 19

COMMUNE	LOCALISATION	INTITULE DU PROJET	DATE DE LA DEMANDE	UCT	CONTRAINTE	SOLUTION	MONTANT HT DES TRAVAUX
BARBERY	BARBERY	BT L'ABBAYE	13/08/2019	1	Chutes de tension	Pose en souterrain de 700 ml de câble basse tension 3x240 ² + 95 ² . Dépose de 660 ml de réseau aérien.	79 727,74 €
BOULON	BOULON	REPLACEMENT PRCS GABLE BLANC 100 KVA PAR PSSA 160 KVA	04/08/2023	9	Chutes de tension	Remplacement PRCS «GABLE BLANC» 100 KVA PSSA de 160 KVA. Pose de 260 ml de câble haute tension 3x95 ² et de 230 ml de câble basse tension 3x150 ² + 70 ² . Dépose de 360 ml de réseau aérien.	70 251,00 €
CAHAGNES	CAHAGNES	MUTATION H61 CROIX 50 KVA PAR 100 KVA	28/07/2023	15	Surcharge	Mutation H61 «CROIX» 50 KVA par H61 de 100 KVA. Pose en souterrain de 16 ml de câble basse tension 3x150 ² + 70 ² .	9 126,58 €
CAHAGNES	CAHAGNES	REPLACEMENT H61 ECOLES 160 KVA PAR PSSA 250 KVA	27/07/2023	54	Surcharge	Remplacement H61 «ECOLES» 160 KVA par PSSA 250 KVA. Pose en souterrain de 155 ml de câble haute tension 3x95 ² , de 40 ml de câble BT 3x150 ² + 70 ² et de 100 ml de câble BT 3x240 ² + 95 ² .	45 519,87 €
CAMBREMER	CAMBREMER	BT BG CAMBREMER	11/08/2023	9	Chutes de tension	Pose en souterrain de 30 ml de câble basse tension 3x150 ² + 70 ² . Dépose de 50 ml de réseau aérien.	4 382,13 €
CARTIGNY-L'ÉPINAY	CARTIGNY-L'ÉPINAY	BT GOVIN	11/08/2023	15	Chutes de tension	Pose en souterrain de 970 ml de câble basse tension 3x240 ² + 95 ² . Dépose de 1070 ml de réseau aérien.	162 628,51 €
CRESSEVEUILLE	CRESSEVEUILLE	BT BLOCQUERIE	12/06/2023	8	Chutes de tension	Pose en souterrain de 240 ml de câble basse tension 3x150 ² + 70 ² . Dépose de 310 ml de réseau aérien.	47 772,80 €
LES MOUTIERS-EN-AUGE	LES MOUTIERS-EN-AUGE	BT BRUYERES	29/06/2023	2	Chutes de tension	Pose en souterrain de 340 ml de câble basse tension 3x150 ² + 70 ² . Dépose de 340 ml de réseau aérien.	41 240,97 €
MALHERBE-SUR-AJON	BANNEVILLE-SUR-AJON	CREATION PRCS DOUITS 160 KVA	06/07/2023	51	Surcharge et chutes de tension	Création d'un poste PRCS de 160 KVA nommé «DOUITS». Pose en souterrain de 70 ml de câble haute tension 3x95 ² . Pose en souterrain de 130 ml de câble basse tension 3x150 ² + 70 ² .	38 004,71 €
NONANT	NONANT	BT BREUIL	09/06/2023	1	Chutes de tension	Pose en souterrain de 320 ml de câble basse tension 3x150 ² + 70 ² . Dépose de 316 ml de réseau aérien.	49 853,11 €
NOUES DE SIENNE	CHAMP-DU-BOULT	CREATION PRCS DOMAINES 100 KVA	18/08/2023	3	Chutes de tension	Création d'un PRCS 100 KVA «DOMAINES». Pose en souterrain de 130 ml de câble haute tension 3x95 ² et de 550 ml de câble basse tension 3x150 ² + 70 ² . Dépose de 145 ml de réseau aérien.	92 368,31 €
SAINT-ÉTIENNE-LA-THILLAYE	SAINT-ÉTIENNE-LA-THILLAYE	BT MOULIN STE ETIENNE	29/08/2023	1	Chutes de tension	Pose en aérien de 80 ml de câble basse tension 3x70 ² + 54,6 ² .	5 955,25 €
SAINT-GATIEN-DES-BOIS	SAINT-GATIEN-DES-BOIS	MUTATION PSSB CARREFOUR DAVID 100 KVA PAR 160 KVA	23/06/2023	3	Chutes de tension	Pose en souterrain de 150 ml de câble basse tension 3x150 ² + 70 ² . Dépose de 225 ml de réseau aérien.	39 929,05 €
SAINT-PIERRE-EN-AUGE	L'OUDON	BT MOULIN EAU	11/08/2023	3	Chutes de tension	Pose en souterrain de 520 ml de câble basse tension 3x150 ² + 70 ² . Dépose de 510 ml de réseau aérien.	56 102,24 €
TERRES DE DRUANCE	SAINT-JEAN-LE-BLANC	BT GD BINOU	29/08/2023	4	Chutes de tension	Pose en souterrain de 730 ml de câble basse tension 3x150 ² + 70 ² . Dépose de 587 ml de réseau aérien.	85 921,44 €
VALDALLIERE	LE THEIL-BOCAGE	BT VIDEFLEUR	11/08/2023	8	Chutes de tension	Pose en souterrain de 600 ml de câble basse tension 3x150 ² + 70 ² . Dépose de 470 ml de réseau aérien.	84 020,78 €
VALDALLIERE	VASSY	BT CROIX FILLETTE	22/06/2023	3	Chutes de tension	Pose en souterrain de 430 ml de câble basse tension 3x150 ² + 70 ² . Dépose de 410 ml de réseau aérien.	49 553,70 €
VALDALLIERE	VISSOIX	BT COQUERIE	30/03/2023	7	Chutes de tension	Pose en souterrain de 420 ml de câble basse tension 3x150 ² + 70 ² . Dépose de 386 ml de réseau aérien.	40 636,41 €
VALDALLIERE	LA ROCQUE	CREATION PRCS CHATEAU 100 KVA	22/06/2023	3	Chutes de tension	Création d'un PRCS 100 KVA «BG LA ROCQUE». Pose en souterrain de 130 ml de câble haute tension 3x95 ² et de 140 ml de câble basse tension 3x150 ² + 70 ² . Dépose de 535 ml de réseau aérien.	49 820,24 €
				200		Montant des travaux en € HT	1 052 815 €



COMMISSION TRAVAUX DU 08 SEPTEMBRE 2023

EFFACEMENT COORDONNE DES RESEAUX - PROPOSITION D'UNE PREMIERE TRANCHE 2024

VILLES A (12 projets)

VILLES A	PROJET	DATE DE LA DEMANDE	DATE ACCORD VILLE	LINEAIRE TOTAL VOIRIE PRINCIPALE 2023	LINEAIRE DE VOIRIE 2024		LINEAIRE FILS NUS	DEPENSES TTC						PARTICIPATION DE LA VILLE	Priorité	ZV	ZQP	PPI	
					TOTAL 2024	DU PROJET		EFFACEMENT DES RESEAUX											COUT TOTAL DU PROJET
								FILS NUS / RENFORCEMENT	ELECTRICITE	ECLAIRAGE PUBLIC	ECLAIRAGE PUBLIC		TELECOMMUNICATION						
											TRANSFERT	MANDAT							
BAYEUX	ENTREE DE VILLE PAR ST LO	13-avr-22	12-oct-22	0	350	130	130	22 559 €	0 €	0 €	0 €	0 €	1 884 €	24 443 €	9 027 €	FN	N		O
BAYEUX	CHEMIN DE LA CROIX THOY	14-janv-20	13-oct-21	0	350	220	60	15 904 €	40 968 €	16 676 €	16 676 €	0 €	19 536 €	93 083 €	59 661 €	C / FN	N		O
CAEN	RUE DU MARAIS	03-juil-20	05-oct-21	300	612	612	460	103 920 €	34 560 €	34 080 €	0 €	34 080 €	52 680 €	225 240 €	145 544 €	C / FN	N		O
COLOMBELLES	RUES JEAN JAURES ET EMILE DUMAS	25-sept-20	04-mai-23	0	750	750	400	116 400 €	103 200 €	75 600 €	75 600 €	0 €	67 200 €	362 400 €	232 510 €	C / FN	N		O
DIVES-SUR-MER	RUES DE LA LIBERATION /DES FRERES BISSON /DES FRERES LEPAULE	27-avr-22	20-sept-22	0	480	480	485	192 000 €	0 €	52 800 €	52 800 €	0 €	58 800 €	303 600 €	159 380 €	C / FN	O	2	O
DOUVRES-LA-DELIVRANDE	RUE DES HAUTS VENTS	12-mai-22	06-juin-23	0	350	350	0	0 €	87 600 €	30 000 €	30 000 €	0 €	31 200 €	148 800 €	77 920 €	C	O		O
HONFLEUR	RUE ST NICOL ET RUE DE LA BAVOLE	08-mars-21	23-mars-23	0	1 015	1 015	590	152 520 €	128 160 €	121 200 €	0 €	121 200 €	99 780 €	501 660 €	293 658 €	FN	O		O
LISIEUX	BOULEVARD HERBET FOURNET - RUE CAUMONT - RUE DU VIEUX SERGENT-TRANCHE 2	21-sept-20	05-juil-22	2540	2 145	1 115	470	206 640 €	179 400 €	66 000 €	0 €	66 000 €	131 760 €	583 800 €	281 636 €	C / FN	N	2	O
LISIEUX	RUES PAUL CORNU ET DE LA VALLEE	27-sept-19	27-juin-22	2540	2145	845	290	82 980 €	114 420 €	159 420 €	0 €	159 420 €	68 460 €	425 280 €	319 283 €	C / FN	N	2	O
MONDEVILLE	RUE GEORGES MAUDUIT	26-août-20	30-juil-21	0	550	550	520	156 000 €	0 €	31 200 €	31 200 €	0 €	48 000 €	235 200 €	142 400 €	Rep / FN	N		O
OUISTREHAM	RUE DU PETIT BONHEUR	29-juin-18	01-juil-22	2720	940	280	237	76 800 €	0 €	24 600 €	24 600 €	0 €	31 200 €	132 600 €	92 610 €	FN	O		O
SAINT-PIERRE-EN-AUGE - ST PIERRE SUR DIVES	RUE DE FALAISE	24-mars-23	05-juil-23	0	100	100	65	16 800 €	7 200 €	720 €	720 €	0 €	0 €	24 720 €	9 560 €	C / FN	N	2	O
TOTAL VILLES A				8100	9 787	6 447	3 707	1 142 522 €	695 508 €	612 296 €	231 596 €	380 700 €	610 500 €	3 060 826 €	1 823 189 €				

Rep : Report de 2022
C : Projet en coordination
R : Renforcement
FN : fils nus
T : sans coordination - trimestre
ZV : zone de vent > 170
ZQP: zone qualité renforcée



COMMISSION TRAVAUX DU 08 SEPTEMBRE 2023

EFFACEMENT COORDONNE DES RESEAUX - PROPOSITION D'UNE PREMIERE TRANCHE 2024 VILLES B1 (3 projets)

VILLES B1	PROJET	DATE DE LA DEMANDE	DATE ACCORD VILLE	LINEAIRE TOTAL VOIRIE PRINCIPALE 2023	LINEAIRE DE VOIRIE 2024		LINEAIRE FILS NUS	DEPENSES TTC						PARTICIPATION DE LA VILLE					
					TOTAL 2024	DU PROJET		EFFACEMENT DES RESEAUX					COUT TOTAL DU PROJET						
								FILS NUS / RENFORCEMENT	ELECTRICITE	ECLAIRAGE PUBLIC	ECLAIRAGE PUBLIC				TELECOMMUNICATION				
											TRANSFERT	MANDAT							
ISIGNY-SUR-MER	QUAI SURCOUF	30-mars-22	20-juil-22	122	825	350	0	0 €	97 902 €	44 340 €	44 340 €	0 €	42 598 €	184 840 €	85 917 €	C	O		O
LES MONTS D'AUNAY - AUNAY SUR ODON	RD 06 - RUE DE CAEN T2	04-janv-23	31-mai-23	0	500	500	500	278 422 €	0 €	89 548 €	89 548 €	0 €	94 976 €	462 946 €	192 838 €	C / FN	N		O
LION-SUR-MER	RD 60 - RUE DU MARECHAL FOCH	27-oct-22	22-nov-22	0	670	670	62	22 200 €	180 000 €	68 400 €	68 400 €	0 €	80 400 €	351 000 €	155 713 €	C / FN	O		O
TOTAL VILLES B1				122	1 995	1 520	562	300 622 €	277 902 €	202 288 €	202 288 €	0 €	217 974 €	998 787 €	434 467 €				

COMMUNES B2 (3 projets)

COMMUNES B2	PROJET	DATE DE LA DEMANDE	DATE ACCORD COMMUNE	LINEAIRE TOTAL VOIRIE PRINCIPALE 2023	LINEAIRE DE VOIRIE 2024		LINEAIRE FILS NUS	DEPENSES TTC						PARTICIPATION DE LA COMMUNE					
					TOTAL 2024	DU PROJET		EFFACEMENT DES RESEAUX					COUT TOTAL DU PROJET						
								FILS NUS / RENFORCEMENT	ELECTRICITE	ECLAIRAGE PUBLIC	ECLAIRAGE PUBLIC				TELECOMMUNICATION				
											TRANSFERT	MANDAT							
BELLENGREVILLE	RUE LEONARD GILLES	14-juin-22	12-déc-22	0	770	770	90	21 600 €	194 400 €	81 600 €	81 600 €	0 €	60 000 €	357 600 €	154 625 €	C / FN	N		O
HOULGATE	RUE ARISTIDE RENAULT	25-sept-20	02-déc-20	1 146	557	250	220	84 000 €	10 560 €	42 000 €	42 000 €	0 €	33 600 €	170 160 €	74 825 €	FN	O	2	O
LANGRUNE-SUR-MER	RUE MARE DUPUY	08-mars-21	18-août-22	400	800	800	690	271 200 €	26 400 €	86 400 €	86 400 €	0 €	96 000 €	480 000 €	138 575 €	C / FN	O		O
TOTAL COMMUNES B2				1 546	2 127	1 820	1 000	376 800 €	231 360 €	210 000 €	210 000 €	0 €	189 600 €	1 007 760 €	368 025 €				



COMMISSION TRAVAUX DU 08 SEPTEMBRE 2023

EFFACEMENT COORDONNE DES RESEAUX - PROPOSITION D'UNE PREMIERE TRANCHE 2024

COMMUNES C (44 projets)

COMMUNES C	PROJET	DATE DE LA DEMANDE	DATE ACCORD COMMUNE	LINEAIRE TOTAL VOIRIE PRINCIPALE 2023	LINEAIRE DE VOIRIE 2024		LINEAIRE FILS NUS	DEPENSES TTC						PARTICIPATION DE LA COMMUNE	Priorité	ZV	ZQP	PPI	
					TOTAL 2024	DU PROJET		EFFACEMENT DES RESEAUX											COUT TOTAL DU PROJET
								FILS NUS / RENFORCEMENT	ELECTRICITE	ECLAIRAGE PUBLIC	ECLAIRAGE PUBLIC		TELECOMMUNICATION						
TRANSFERT	MANDAT																		
AMAYE-SUR-ORNE	RD 212 (ROUTE DE VIEUX / TROIS MONTS) - RD41(RTE D EVRECY)	02-nov-21	06-oct-22	0	950	950	0	0 €	206 400 €	61 800 €	61 800 €	0 €	52 800 €	321 000 €	138 150 €	C	N		N
AMFREVILLE	RUE DES CHAMPS ST MARTIN	02-août-21	02-févr-22	700	630	410	0	0 €	83 040 €	56 400 €	56 400 €	0 €	23 400 €	162 840 €	47 088 €	T2	O	2	O
BLANGY-LE-CHATEAU	RD98 - ROUTE DE BONNEVILLE LA LOUVET ET CHEMIN DE L'EMPRIERE	13-nov-20	28-nov-22	295	1 610	910	0	0 €	94 008 €	68 892 €	68 892 €	0 €	78 600 €	241 500 €	73 583 €	T1	N	2	O
BOULON	RUE DU GABLE BLANC	15-févr-22	13-mars-23	0	355	220	0	0 €	48 000 €	21 600 €	21 600 €	0 €	27 600 €	97 200 €	25 338 €	T2	N		N
CAHAGNES	RTE D'AUNAY SUR ODON - RUE CAMILLE CLAUDEL	29-déc-22	19-juin-23	0	566	566	212	59 975 €	58 160 €	46 205 €	46 205 €	0 €	49 390 €	213 729 €	76 182 €	C / FN	N		O
CAMBREMER	RUE DU COMMERCE ET COMICE	24-mai-22	20-mars-23	0	55	55	0	0 €	11 940 €	3 600 €	3 600 €	0 €	3 900 €	19 440 €	8 425 €	C	N	2	O
CANTELOUP	RUE DU CHAMP ROGER	01-mars-21	08-nov-21	0	480	480	0	0 €	69 600 €	0 €	0 €	0 €	27 240 €	96 840 €	42 620 €	T2	N		N
COMBRAY	LE BAS DE LA COURRIERE	07-juin-22	17-oct-22	0	340	340	192	34 200 €	8 400 €	4 440 €	4 440 €	0 €	12 720 €	59 760 €	11 710 €	FN	N		O
CONDE-SUR-SEULLES	IMPASSE DES GRANDES BROUAISES	11-déc-19	09-juin-22	0	847	192	0	0 €	37 528 €	12 481 €	12 481 €	0 €	14 960 €	64 969 €	28 317 €	Rep	N		N
CONDE-SUR-SEULLES	LE QUESNOT	15-févr-21	09-juin-22	0	847	655	0	0 €	172 742 €	76 025 €	76 025 €	0 €	36 447 €	285 214 €	132 741 €	Rep	N		N
COSESSEVILLE	LE FOUC PARTIE HAUTE	14-avr-21	10-mars-22	0	282	282	0	0 €	31 080 €	0 €	0 €	0 €	9 600 €	40 680 €	8 875 €	Rep	N		N
ESPINS	D258 RUE DES LONGS BOSQUETS ET VALLEE TAILLIS TRANCHE 2	02-nov-20	25-avr-22	0	478	478	0	0 €	97 440 €	47 400 €	47 400 €	0 €	34 320 €	179 160 €	41 493 €	Rep	N		N
ESSON	RUE DES FOSSES ET RUE DES CRETES	15-juin-22	07-sept-22	730	485	485	0	0 €	66 720 €	22 800 €	22 800 €	0 €	27 240 €	116 760 €	50 920 €	Rep	N		N
ÉTREHAM	RUE DU CASCADO	13-juil-22	29-août-22	0	375	375	0	0 €	61 418 €	0 €	0 €	0 €	15 683 €	77 102 €	16 716 €	Rep	O		O
GOUSTRANVILLE	PLAIN GRUCHET - ARRET RAMASSAGE SCOLAIRE	27-oct-22	20-déc-22	385	395	395	0	0 €	11 640 €	33 600 €	33 600 €	0 €	27 600 €	72 840 €	33 900 €	Rep	N	2	O
GOUVIX	CHATEAU D'OUTRELAISE	10-déc-19	15-juin-22	0	116	116	0	0 €	16 200 €	1 680 €	1 680 €	0 €	4 320 €	22 200 €	5 855 €	Rep	N		N
HOTTOT-LES-BAGUES	RUE DU PERE BOUSSO ET CHEMIN DU CALVAIRE	16-févr-22	13-déc-22	0	440	440	0	0 €	88 320 €	39 600 €	39 600 €	0 €	40 800 €	168 720 €	73 700 €	Rep	N		N
LAIZE-CLINCHAMPS	CHEMIN DU GUE ROMAIN	21-janv-20	09-févr-23	0	185	185	200	60 600 €	0 €	2 400 €	2 400 €	0 €	20 400 €	83 400 €	11 200 €	C / FN	N		O
LE BREVEDENT	ROUTE DE SAINT MICHEL ET LES CLINCHAMPS	17-nov-20	13-janv-21	342	845	565	0	0 €	109 200 €	0 €	0 €	0 €	25 200 €	134 400 €	29 050 €	Rep	N	2	O
LE FRESNE-CAMILLY	HAMEAU CAINET	28-mai-10	01-juil-22	254	375	375	0	0 €	66 525 €	41 179 €	41 179 €	0 €	24 099 €	131 803 €	54 954 €	T2	N		N
MAISONCELLES-SUR-AJON	MAIRIE	31-août-22	09-févr-23	0	715	715	0	156 000 €	0 €	37 200 €	37 200 €	0 €	55 200 €	248 400 €	39 700 €	R	N		O
MAISONS	CHEMIN D'HERILS	01-mars-21	15-juil-22	0	390	390	0	0 €	61 200 €	11 160 €	11 160 €	0 €	32 400 €	104 760 €	43 650 €	Rep	N		N
MÉZIDON VALLÉE D'AUGE - MAGNY LA CAMPAGNE	RUE DES BRUYERES ET VENELLE AUX CHAMPS	19-oct-20	27-juin-23	0	485	485	265	67 020 €	60 420 €	42 780 €	42 780 €	0 €	37 260 €	207 480 €	37 521 €	FN	N	2	O
MOULT-CHICHEBOVILLE - CHICHEBOVILLE	RUE EOLE	28-août-23	04-sept-23	0	750	750	0	0 €	184 800 €	55 200 €	55 200 €	0 €	60 840 €	300 840 €	169 546 €	T2	N		N
MORTEAUX-COULIBOEUF	GRAND COULIBOEUF - RD39 - RUE DE LA DIVES	01-sept-22	29-nov-22	0	730	420	0	0 €	57 756 €	39 018 €	39 018 €	0 €	32 340 €	129 114 €	63 563 €	Rep	N		N
MOULINES	RUE DE CINGAL	16-mars-17	04-janv-21	0	415	415	0	0 €	55 254 €	24 426 €	24 426 €	0 €	16 000 €	95 680 €	24 335 €	Rep	N		N
QUEZY	CHEMIN DU BOIS ET IMPASSE MONTJOIE	17-nov-20	23-mars-21	400	375	375	0	0 €	66 744 €	35 808 €	35 808 €	0 €	17 700 €	120 252 €	54 688 €	Rep	N		N

COMMUNES C	PROJET	DATE DE LA DEMANDE	DATE ACCORD COMMUNE	LINEAIRE TOTAL VOIRIE PRINCIPALE 2023	LINEAIRE DE VOIRIE 2024		LINEAIRE FILS NUS	DEPENSES TTC						PARTICIPATION DE LA COMMUNE	Priorité	ZV	ZQP	PPI	
					TOTAL 2024	DU PROJET		EFFACEMENT DES RESEAUX				COUT TOTAL DU PROJET							
								FILS NUS / RENFORCEMENT	ELECTRICITE	ECLAIRAGE PUBLIC	ECLAIRAGE PUBLIC		TELECOMMUNICATION						
TRANSFERT	MANDAT																		
PORT-EN-BESSIN-HUPPAIN	RUE DU VILLIERS	22-juin-21	07-oct-22	0	670	670	0	0 €	164 764 €	93 708 €	93 708 €	0 €	73 356 €	331 828 €	109 380 €	C	O		O
ROSEL	CHEMINS DE L'EGLANTINE / RICARAS / MESSE / RD 126	08-mars-21	01-juil-22	0	1 270	1 270	0	0 €	204 000 €	75 600 €	75 600 €	0 €	88 800 €	368 400 €	160 900 €	Rep	N		N
ROUVRES	CHEMIN DE SAINT PIERRE	20-janv-22	14-sept-22	603	370	370	220	47 700 €	0 €	29 784 €	29 784 €	0 €	14 640 €	92 124 €	19 730 €	FN	N		O
SAINT-BENOIT-D'HEBERTOT	RD140 - ROUTE DE L'EGLISE ET CHEMIN DE LA MAIRIE	25-mai-22	15-sept-22	0	580	580	0	0 €	93 756 €	67 260 €	67 260 €	0 €	34 320 €	195 336 €	51 538 €	Rep	N	2	O
SAINT-COME-DE-FRESNE	ALLEE DE LA FONTAINE	10-oct-22	23-nov-22	0	120	120	0	0 €	25 461 €	13 762 €	13 762 €	0 €	11 609 €	50 831 €	12 925 €	T2	O		O
SANNERVILLE	RD226 RUE DE LA LIBERATION ET RENAISSANCE	06-nov-17	01-juil-22	0	520	520	470	130 800 €	0 €	57 600 €	57 600 €	0 €	44 400 €	232 800 €	54 200 €	C / FN	N		O
THUE ET MUE	RUE DU VILLAGE ET SENTE CORNIERE	13-janv-11	01-juil-22	200	217	217	0	0 €	42 646 €	13 485 €	13 485 €	0 €	16 056 €	72 187 €	30 683 €	T2	N		N
THUE ET MUE	RUE DE CRISTOT	25-févr-20	01-juil-22	0	300	300	0	0 €	38 040 €	22 800 €	22 800 €	0 €	11 076 €	71 916 €	40 154 €	T2	N		N
TOUFFREVILLE	D227 - RUES D'ESCOVILLE ET DU 8ème PARACHUTISTE BATAILLON T2	24-nov-14	24-nov-22	0	320	320	0	0 €	72 051 €	26 726 €	26 726 €	0 €	16 051 €	114 828 €	49 182 €	Rep	N	2	O
TREPREL	RD133 - ROUTE DES VEINES ET ROUTE DE LA HERE	06-sept-22	06-déc-22	0	380	380	0	0 €	83 640 €	20 580 €	20 580 €	0 €	18 840 €	123 060 €	28 316 €	Rep	N		N
USSY	ROUTE DU ROQUERET ET CHEMIN DU PLANITRE	11-déc-20	24-janv-23	0	870	590	0	0 €	68 040 €	13 380 €	13 380 €	0 €	23 520 €	104 940 €	23 611 €	C	N		N
USSY	RD6 - RUE DES CANADIENS	30-nov-20	24-janv-23	0	870	280	0	0 €	38 640 €	26 760 €	26 760 €	0 €	11 400 €	76 800 €	17 450 €	T2	N		N
VAL D'ARRY - TOURNAY SUR ODON	LE PETIT VILLAGE	18-août-21	17-mars-22	0	1 090	350	0	0 €	60 289 €	1 777 €	1 777 €	0 €	24 463 €	86 529 €	38 092 €	T2	N		N
VAL D'ARRY - TOURNAY SUR ODON	VILLODON	16-août-21	17-mars-22	0	1 090	740	0	0 €	163 213 €	16 872 €	16 872 €	0 €	64 616 €	244 701 €	107 344 €	T2	N		N
VARAVILLE	IMPASSE BOUSQUET ET RUE SAINT CHARLES	29-sept-20	21-déc-20	303	795	605	472	108 000 €	0 €	26 400 €	26 400 €	0 €	25 200 €	159 600 €	12 831 €	FN	O	2	O
VENDEVRE	ESCURÉ SUR FAVIERE - RD253A - RUES PRINCIPALE, DE LA BRUYERE ET DE FAVIERES	16-févr-22	07-déc-22	907	1 240	1 240	0	0 €	197 160 €	146 280 €	146 280 €	0 €	71 580 €	415 020 €	196 378 €	T2	N		N
VIEUX-BOURG	RD 289 - ROUTE DHONFLEUR	03-févr-15		0	475	475	0	0 €	94 626 €	0 €	0 €	0 €	4 140 €	98 766 €	24 899 €	C	N	2	O
TOTAL COMMUNES C				5 119	25 693	21 051	2 031	664 295 €	3 170 860 €	1 438 468 €	1 438 468 €	0 €	1 362 127 €	6 635 749 €	2 321 429 €				



**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 TRANCHE 1 » (Réf. 18AME0180)**

ENTRE

La commune de LISIEUX, représentée par son Maire, Monsieur Sébastien LECLERC, dûment autorisé par délibération du Conseil Municipal en date du 26 juin 2023.....,

Ci-après dénommée « la Collectivité »,

ET

Le SDEC ENERGIE, représenté par son Vice-Président en charge des travaux sur les réseaux publics d'électricité, 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 - « BOULEVARD HERBET FOURNET TRANCHE 1 » à LISIEUX, 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 1^{er} 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 1^{er} 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,

Monsieur Sébastien LECLERC

Pour le SDEC ENERGIE et par délégation,
Le Vice-Président en charge des travaux
sur les réseaux publics d'électricité,

Monsieur Gérard POULAIN

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)

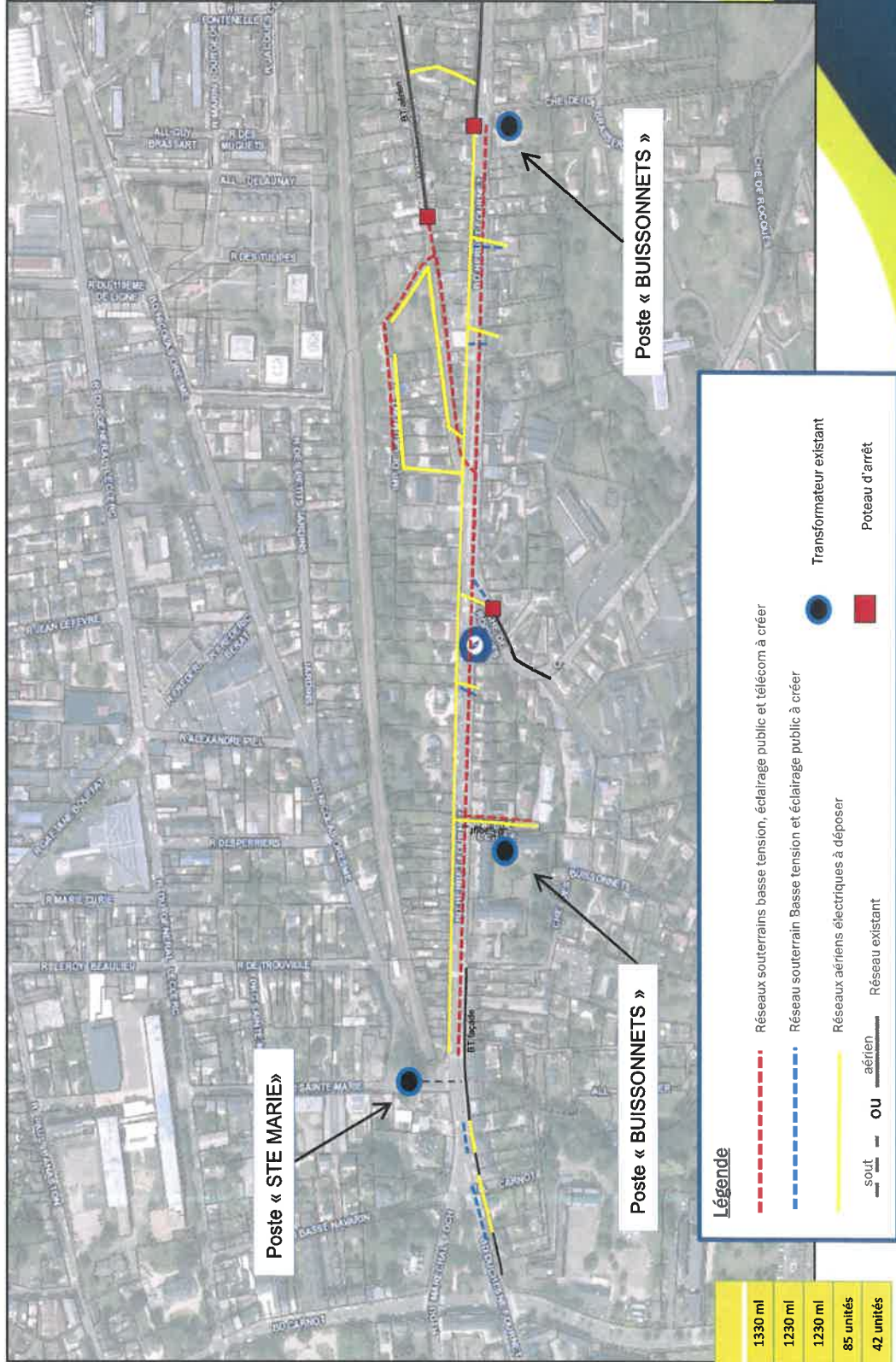
Annexe 2 : Plan de financement prévisionnel de l'opération (2 pages).

LISIEUX – Boulevard Herbert Fournet – tranche 1

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 690 ml de réseau aérien électrique en fils nus, réseau le plus fragile face aux événements 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 :	1330 ml
Effacement éclairage :	1230 ml
Effacement télécom :	1230 ml
Reprise de branchements :	85 unités
Pose de candélabres :	42 unités



LISIEUX

BOULEVARD HERBET FOURNET TRANCHE 1

		HT	TTC	
DISTRIBUTION ELECTRIQUE	1	RESORPTION DES FILS NUS	282 607,35 €	339 128,82 €
	2	PARTICIPATION D'UN TIERS	0,00 €	0,00 €
	3	EFFACEMENT	96 011,91 €	115 214,29 €
	4	TOTAL ELECTRICITE (1 + 2 + 3)	378 619,26 €	454 343,11 €
TVA récupérée par le SDEC ENERGIE				

ECLAIRAGE PUBLIC	5	COUT DES TRAVAUX	66 014,52 €	79 217,42 €
	6	MONTANT SUBVENTIONNABLE (*)	66 014,52 €	79 217,42 €
TVA avancée par la commune				

(*) : 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 1883 ml

TELECOMMUNICATION	7	GENIE CIVIL TELEPHONE	80 234,84 €	96 281,81 €
TVA non récupérable				

COUT GENERAL DE L'OPERATION (4 + 5 + 7)		524 868,62 €	629 842,34 €
--	--	---------------------	---------------------

SL



LISIEUX

BOULEVARD HERBET FOURNET TRANCHE 1

FINANCEMENT DU PROJET		FINANCEURS	COÛT TOTAL DES AIDES	PART COLLECTIVITE
DISTRIBUTION ELECTRIQUE	EFFACEMENT	Aide de 40 % du coût HT (ligne 3)	38 404,76 €	170 650,09 €
	RESORPTION FILS NUS	Aide de 60 % du coût HT (ligne 1)	169 564,41 €	
	PARTICIPATION D'UN TIERS	Aide de 100 % du coût HT des travaux (ligne 2)	0,00 €	
	TVA	Payée et récupérée par le SDEC ENERGIE	75 723,85 €	
ECLAIRAGE PUBLIC	EFFACEMENT	Aide de 40 % du coût subventionnable HT (ligne 6)	26 405,81 €	39 608,71 €
	TVA	Avancée par la Collectivité		13 202,90 €
TELECOMMUNICATION	EFFACEMENT	Aide de 40 % du montant TTC des travaux de génie civil (ligne 7)	38 512,72 €	57 769,08 €
			348 611,56 €	281 230,79 €
			Taux moyen d'aide	55,35%

SL



**TRAVAUX DE LA COMMISSION
ECLAIRAGE PUBLIC - SIGNALISATION LUMINEUSE du 8 septembre 2023
PROGRAMME 2023 : TRANCHE 6
Affaires inférieures à 40 k€ HT**

PROGRAMME TRAVAUX	COMMUNE	LOCALISATION	PROJET	MONTANT TTC
	FONTENAY-LE-MARMION	FONTENAY-LE-MARMION	POSE D'UNE PRISE GUIRLANDE FOYER 03-076	197 €
	SALLEN	SALLEN	DEPOSE DEDINITIF DU FOYER 01-016, ROUTE DU BOIS CROCHU - 0 (SALLEN)	212 €
	SAINT-PIERRE-CANIVET	SAINT-PIERRE-CANIVET	RENOUVELLEMENT DE LA VASQUE 11-012	228 €
	CARPIQUET	CARPIQUET	DEPOSE DES PROJECTEURS MONUMENT CANADIENS	230 €
	COLLEVILLE-SUR-MER	COLLEVILLE-SUR-MER	RENOUVELLEMENT DU FOYER 01-011 HORS SERVICE	443 €
	RANVILLE	RANVILLE	RENOUVELLEMENT DU MAT 13-027 ACCIDENTE	623 €
	VARAVILLE	VARAVILLE	RENOUVELLEMENT DU MAT 14-001 ACCIDENTE	631 €
	MÉRY-BISSIÈRES-EN-AUGE	MÉRY-BISSIÈRES-EN-AUGE	EXTENSION D'UN LAMPADAIRE AU LION D'OR - ARRÊT DE BUS ROUTE DE PARIS	656 €
	VALDALLIERE	VASSY	MODIFICATION DE CABLAGE ARMOIRE 09 POUR MISE EN PERMANENT RADAR PEDAGOGIQUE.	662 €
	BONNEVILLE-LA-LOUVET	BONNEVILLE-LA-LOUVET	RENOUVELLEMENT DU PROJECTEUR 01-036 HORS SERVICE	665 €
	BONNEBOSQ	BONNEBOSQ	RENOUVELLEMENT DU MASSIF DU CANDELABRE 01-036 HORS SERVICE	714 €
	PETIVILLE	PETIVILLE	RENOUVELLEMENT DU MASSIF DU CANDELABRE 09-004 ACCIDENTE	775 €
	SAINTE-MARGUERITE-D'ELLE	SAINTE-MARGUERITE-D'ELLE	RENOUVELLEMENT DU FOYER 08-006 HORS SERVICE	809 €
	ISIGNY-SUR-MER	ISIGNY-SUR-MER	RENOUVELLEMENT DU MAT 04-033 ACCIDENTE	823 €
	RANVILLE	RANVILLE	RENOUVELLEMENT DU FOYER 07-018 HORS SERVICE	831 €
	TRUNGY	TRUNGY	RENOUVELLEMENT DU MAT 03-006 ACCIDENTE	834 €
	FLEURY-SUR-ORNE	FLEURY-SUR-ORNE	RENOUVELLEMENT DU FOYER 09-028 VETUSTE	878 €
	CUVERVILLE	CUVERVILLE	RENOUVELLEMENT DU MASSIF HORS SERVICE DU CANDELABRE 03-042 ACCIDENTE	885 €
	CREULLY-SUR-SEULLES	CREULLY	RENOUVELLEMENT DU FOYER 16-054 HORS SERVICE	886 €
	OSMANVILLE	OSMANVILLE	RENOUVELLEMENT DU MAT 02-015 ACCIDENTE	924 €
	LE VEY	LE VEY	RENOUVELLEMENT DE LA LANTERNE 03-006 HORS SERVICE	928 €
	BRETTEVILLE-SUR-LAIZE	BRETTEVILLE-SUR-LAIZE	RENOUVELLEMENT DE LA BORNE 12-005 ACCIDENTEE	958 €
	THUE ET MUE	BROUAY	RENOUVELLEMENT DU FOYER 03.010 HORS SERVICE	964 €
	REUX	REUX	RENOUVELLEMENT DU FOYER 03-007 HORS SERVICE	983 €
	VACOGNES-NEUILLY	VACOGNES-NEUILLY	RENOUVELLEMENT DU FOYER 02-002 PLUS DE 30 ANS	987 €
	MOULT-CHICHEBOVILLE	MOULT	RENOUVELLEMENT DU CANDELABRE 03-044 ACCIDENTE	1 002 €
	FONTAINE-LE-PIN	FONTAINE-LE-PIN	RENOUVELLEMENT DU FOYER 03-019 VETUSTE	1 047 €
	DOUVRES-LA-DELIVRANDE	DOUVRES-LA-DELIVRANDE	RENOUVELLEMENT DU FOYER 16-055 HORS SERVICE	1 104 €
	POTIGNY	POTIGNY	RENOUVELLEMENT DES FOYERS 07-023/07-024 ET 07-025	1 137 €
	FONTENAY-LE-PESNEL	FONTENAY-LE-PESNEL	RENOUVELLEMENT DU MAT 06-0023 ACCIDENTE	1 146 €
	DOUVRES-LA-DELIVRANDE	DOUVRES-LA-DELIVRANDE	RENOUVELLEMENT DU FOYER 31-014 + COUPE FLUX ARRIERE	1 151 €
	SAINT-PAUL-DU-VERNAY	SAINT-PAUL-DU-VERNAY	RENOUVELLEMENT PROJECTEUR 01-005 HORS SERVICE	1 158 €
	RANVILLE	RANVILLE	RENOUVELLEMENT DU CANDELABRE 13-013 ACCIDENTE	1 158 €
	HOULGATE	HOULGATE	RENOUVELLEMENT DU CABLE SOUTERRAIN ENTRE LES LAMPADAIRES 04-080 ET 04-081 HORS SERVICE	1 180 €
	TROUVILLE-SUR-MER	TROUVILLE-SUR-MER	DEPLACEMENT DU 21.011 A LA PLACE DU 21.010	1 183 €
	GRENTHEVILLE	GRENTHEVILLE	RENOUVELLEMENT DU LAMPADAIRE 04-007 ACCIDENTE	1 190 €
	BIEVILLE-BEUVILLE	BIEVILLE-BEUVILLE	RENOUVELLEMENT DU MASSIF ET DU MAT 08-056 ACCIDENTE	1 195 €
	SOMMERVIEU	SOMMERVIEU	DEPLACEMENT ARMOIRE DE COMMANDE 10 SUITE AMENAGEMENT	1 222 €
	HOULGATE	HOULGATE	RENOUVELLEMENT DU MAT 22-108 ACCIDENTE	1 225 €
	DOUVRES-LA-DELIVRANDE	DOUVRES-LA-DELIVRANDE	RENOUVELLEMENT DU MAT 12.024 VETUSTE	1 247 €
	SOULEUVRE-EN-BOCAGE	LE BENY-BOCAGE	RENOUVELLEMENT MAT 05-02 VETUSTE	1 248 €
	ROTS	ROTS	REPLACEMENT FOYER 08-004 HORS SERVICE	1 250 €
	CRICQUEBOEUF	CRICQUEBOEUF	RENOUVELLEMENT DU CANDELABRE 01-001 ACCIDENTE	1 255 €
	BAYEUX	BAYEUX	RENOUVELLEMENT DU MAT 24-031 ACCIDENTE	1 264 €
	BIEVILLE-BEUVILLE	BIEVILLE-BEUVILLE	RENOUVELLEMENT DE LA BORNE 22-075 ACCIDENTEE	1 285 €
	PORT-EN-BESSIN-HUPPAIN	PORT-EN-BESSIN-HUPPAIN	RENOUVELLEMENT DU FOYER 26-011 HORS SERVICE	1 287 €
	LE MOLAY-LITTRY	LE MOLAY-LITTRY	EXTENSION D'UN FOYER AUX ABORDS D'UN ARRÊT DE BUS	1 303 €
	NORON-L'ABBAYE	NORON-L'ABBAYE	RENOUVELLEMENT DU MAT 02-004 ACCIDENTE	1 368 €

PROGRAMME TRAVAUX	COMMUNE	LOCALISATION	PROJET	MONTANT TTC
EXTENSION / RENOUVELLEMENT	BIEVILLE-BEUVILLE	BIEVILLE-BEUVILLE	RENOUVELLEMENT DU CANDELABRE 15-027 ACCIDENTE	1 413 €
	CAMBES-EN-PLAINE	CAMBES-EN-PLAINE	REPLACEMENT DU MAT 13-068 ACCIDENTE	1 446 €
	AUTHIE	AUTHIE	REPLACEMENT LAMPADAIRES 06-023 ET 6-024	1 457 €
	BLONVILLE-SUR-MER	BLONVILLE-SUR-MER	RENOUVELLEMENT DU LAMPADAIRE 10-008 ACCIDENTE	1 462 €
	ESQUAY-SUR-SEULLES	ESQUAY-SUR-SEULLES	DEPLACEMENT DU LAMPADAIRE 03-021	1 469 €
	TOUQUES	TOUQUES	RENOUVELLEMENT DU CANDELABRE 16-008 ACCIDENTE	1 507 €
	BEAUMESNIL	BEAUMESNIL	RENOUVELLEMENT MAT 01-20 ACCIDENTE	1 507 €
	LANGRUNE-SUR-MER	LANGRUNE-SUR-MER	RENOUVELLEMENT DU LAMPADAIRE 01-026 ACCIDENTE	1 551 €
	JUAYE-MONDAYE	JUAYE-MONDAYE	RENOUVELLEMENT DES FOYERS 04-001/002/003	1 566 €
	SOMMERVIEU	SOMMERVIEU	RENOUVELLEMENT DU LAMPADAIRE 06-014 VETUSTE	1 666 €
	AURE SUR MER	SAINTE-HONORINE-DES- PERTES	RENOUVELLEMENT DU LAMPADAIRE 05-007 ACCIDENTE	1 757 €
	LE CASTELET	SAINT-AIGNAN-DE- CRAMESNIL	DEPLACEMENT LUMINAIRES 02.025	1 794 €
	TROUVILLE-SUR-MER	TROUVILLE-SUR-MER	RENOUVELLEMENT DU CANDELABRE 16-025 ACCIDENTE	1 804 €
	FLEURY-SUR-ORNE	FLEURY-SUR-ORNE	RENOUVELLEMENT DU LAMPADAIRE 09-052 ACCIDENTE	1 820 €
	TROUVILLE-SUR-MER	TROUVILLE-SUR-MER	RENOUVELLEMENT DU CANDELABRE 05-003 HORS SERVICE	1 850 €
	TOURGEVILLE	TOURGEVILLE	RENOUVELLEMENT DU LAMPADAIRE 05-004 ACCIDENTE	1 850 €
	CREULLY-SUR-SEULLES	CREULLY	RENOUVELLEMENT DES FOYERS 19-003 ET 19-021 HORS SERVICE	1 913 €
	OSMANVILLE	OSMANVILLE	RENOUVELLEMENT DU MAT 03,023 ACCIDENTE	1 952 €
	DIVES-SUR-MER	DIVES-SUR-MER	RENOUVELLEMENT DU CANDELABRE 04-006 ACCIDENTE	1 999 €
	LANGRUNE-SUR-MER	LANGRUNE-SUR-MER	RENOUVELLEMENT DU FOYER 04-002 HORS SERVICE + CROSSE	2 046 €
	NOUES DE SIENNE	FONTENERMONT	POSE DE PROTECTION EN PIED DES MATS 01-01 ET 01-17	2 049 €
	OUISTREHAM	OUISTREHAM	REPLACEMENT DU POTEAU BETON 30-062 ACCIDENTE	2 083 €
	VILLY-BOCAGE	VILLY-BOCAGE	REPRISE ALIMENTATION ARMOIRE 01 ET PARKING SALLE DES FETES	2 095 €
	MATHIEU	MATHIEU	RENOUVELLEMENT ECLAIRAGE DU KIOSQUE	2 095 €
	FLEURY-SUR-ORNE	FLEURY-SUR-ORNE	RENOUVELLEMENT DU LAMPADAIRE 19-002 ACCIDENTE	2 469 €
	SAINT-ANDRE- D'HEBERTOT	SAINT-ANDRE-D'HEBERTOT	DEPLACEMENT FOYER 01-009	2 483 €
	LOUCELLES	LOUCELLES	RENOUVELLEMENT DES FOYERS 03-007/008 PLUS DE 30 ANS	2 517 €
	SAINT-PIERRE-EN-AUGE	L'OUDON	RENOUVELLEMENT DES FOYERS 01-004 - 02-001/004 ET 03-001 A 03-004 DE PLUS DE 30 ANS	2 557 €
	SAINT-ANDRE- D'HEBERTOT	SAINT-ANDRE-D'HEBERTOT	EXTENSION D'UN PROJECTEUR POUR L'ILLUMINATION DE L'EGLISE	2 651 €
	JUAYE-MONDAYE	JUAYE-MONDAYE	DEPOSE DES FOYERS 01-014 A 01-022	2 715 €
	COMBRAY	COMBRAY	RENOUVELLEMENT DU LAMPADAIRE 01-007 ACCIDENTE	2 822 €
	FALAISE	FALAISE	ETUDE DE LA DEPOSE ET REPOSE DES FOYERS 10-002 et 10-003	2 825 €
	NOUES DE SIENNE	FONTENERMONT	RENOUVELLEMENT BORNE MAT 01-02 ACCIDENTE ET LAISSE EN L'ETAT. TIERS IDENTIFIE	2 849 €
	LIVAROT-PAYS-D'AUGE	FERVAQUES	RENOUVELLEMENT DU LAMPADAIRE 04-007 ACCIDENTE	2 911 €
	VIGNATS	VIGNATS	RENOUVELLEMENT DES FOYERS LES PLUS ANCIENS 2023	3 093 €
	FALAISE	FALAISE	MODIFICATION CABLAGE FOYERS 10-02 ET 03.	3 130 €
	USSY	USSY	EXTENSION ECLAIRAGE LOTISSEMENT COMMUNAL	3 141 €
	LES MONTS D'AUNAY	AUNAY-SUR-ODON	RENOUVELLEMENT DES FOYERS 18-028/031/035 HORS SERVICE	3 234 €
	HOULGATE	HOULGATE	CREATION D'UNE ARMOIRE POUR ECLAIRAGE DE LA DIGUE	3 342 €
	HOULGATE	HOULGATE	RENOUVELLEMENT DU LAMPADAIRE 22.098 ACCIDENTE	3 644 €
	HOULGATE	HOULGATE	RENOUVELLEMENT DU CANDELABRE 27-010 ACCIDENTE ET DU COFFRET EP C07	4 049 €
	PARFOURU-SUR-ODON	PARFOURU-SUR-ODON	EXTENSION ECLAIRAGE ARMOIRE 01 SECURISATION ARRET DE BUS	4 068 €
	SAINT-PIERRE-CANIVET	SAINT-PIERRE-CANIVET	EXTENSION 1 LAMPADAIRE LE CLOS DE CANTEPIE	4 379 €
MOULINS EN BESSIN	MARTRAGNY	ECLAIRAGE DU PARKING MAIRIE-DEPLACEMENT ARMOIRE	4 385 €	
OUISTREHAM	OUISTREHAM	DEPLACEMENT DU FOYER 32.001	4 750 €	
FALAISE	FALAISE	MODIFICATION RESEAU ECLAIRAGE PUBLIC SUITE RENOVATION DES HALLES.	4 805 €	
SAINT-MANVIEU-NORREY	SAINT-MANVIEU-NORREY	SUPPRESSION DU LAMPADAIRE 02-017 REPOSE FOYERS FACADE	4 820 €	
HOULGATE	HOULGATE	RENOUVELLEMENT DU FOYER 04-059 ET DU LAMPADAIRE 04-005 HORS SERVICE	5 249 €	
ROTS	SECQUEVILLE-EN-BESSIN	RENOUVELLEMENT ET DEPLACEMENT DU FOYER 01.001	5 495 €	
CRISTOT	CRISTOT	POSE DE CONTROLEURS DANS LE CADRE DU PLAN DE RELANCE SUR ARMOIRE 01 ET 02	5 706 €	
BONNOEIL	BONNOEIL	RENOUVELLEMENT DE L'ECLAIRAGE EN LED	5 821 €	
LUC-SUR-MER	LUC-SUR-MER	REALIMENTATION PROVISoire ECLAIRAGE RUE DE LA MER	5 916 €	

PROGRAMME TRAVAUX	COMMUNE	LOCALISATION	PROJET	MONTANT TTC
	AMFREVILLE	AMFREVILLE	RENOUVELLEMENT DES FOYERS 04-051 A 04-057 - 12-003 - 11-006 ET 08-011	6 488 €
	CAMPAGNOLLES	CAMPAGNOLLES	POSE D'UN PANNEAU A MESSAGE VARIABLE SUR LE LAMPADAIRE 02-001	7 001 €
	FOURCHES	FOURCHES	RENOUVELLEMENT DES FOYERS DE PLUS DE 30 ANS 2023	7 167 €
	ESPINS	ESPINS	EXTENSION ECLAIRAGE PARTIE EST DU BOURG - TRANCHE 2	7 707 €
	BERNIERES-SUR-MER	BERNIERES-SUR-MER	RENOUVELLEMENT COFFRET ALIMENTATION PADEL ET TENNIS	7 930 €
	LIVAROT-PAYS-D'AUGE	FERVAQUES	EXTENSION DE 3 CANDELABRES	8 146 €
	BANVILLE	BANVILLE	EXTENSION ECLAIRAGE ARMOIRES 03 ET 09	8 859 €
	THUE ET MUE	BRETTEVILLE-L'ORGUEILLEUSE	EXTENSION ECLAIRAGE TERRAIN DE PETANQUE	12 080 €
	LE CASTELET	SAINT-AIGNAN-DE-CRAMESNIL	RENOUVELLEMENT DES LAMPADAIRES DE L'ARMOIRE 06 AVANT RENOVATION DE LA VOIRIE	14 682 €
	OUISTREHAM	OUISTREHAM	DEPLACEMENT DE L'ARMOIRE 32 DE L'INTERIEUR DU GYMNASE A COTE DU 32.001	14 776 €
	SAINT-LAURENT-DE-CONDEL	SAINT-LAURENT-DE-CONDEL	EXTENSION ECLAIRAGE PUBLIC ROUTE DES HAMEAUX - SOLUTION AERIENNE.	22 094 €
	FOURNEVILLE	FOURNEVILLE	EXTENSION ECLAIRAGE POUR LOTISSEMENT COMMUNAL	24 012 €
	SAINTE-MARGUERITE-D'ELLE	SAINTE-MARGUERITE-D'ELLE	EXTENSION D'UN PANNEAU A MESSAGE VARIABLE	25 706 €
	LE CASTELET	GARCELLES-SECQUEVILLE	FOURNITURE ET POSE DE LA COMMANDE DE L'ECLAIRAGE DU STADE DANS LE NOUVEAU VESTIAIRE	30 141 €
	LANDELLES-ET-COUPIGNY	LANDELLES-ET-COUPIGNY	RENOUVELLEMENT FOYERS 01-002/003/008 A 012/014/015 +02-004/006/008/010/011 PLUS DE 30 ANS	30 774 €
	LE CASTELET	GARCELLES-SECQUEVILLE	EXTENSION ECLAIRAGE RUE DESSERTE ECOLE - CRECHE - VESTIAIRE	35 421 €
	GRENTHEVILLE	GRENTHEVILLE	RENOUVELLEMENT DE L'ECLAIRAGE DU CHEMINEMENT PIETON / PROJECTEURS STADE EN LED	36 192 €
	BAYEUX	BAYEUX	EXTENSION ECLAIRAGE D'UN PARKING	38 580 €
	LE CASTELET	GARCELLES-SECQUEVILLE	RENOUVELLEMENT DES LAMPADAIRES DE LA ZA de LORQUICHON	43 429 €
Renouvellement plus de 30 ans (R30)	COURCY	COURCY	RENOUVELLEMENT DU FOYER 01-017 DE PLUS DE 30 ANS	487 €
	DAMBLAINVILLE	DAMBLAINVILLE	RENOUVELLEMENT DU FOYER 01-023 DE PLUS DE 30 ANS	487 €
	ÉPANEY	ÉPANEY	RENOUVELLEMENT DU FOYER 04-001 DE PLUS DE 30 ANS	487 €
	CREULLY-SUR-SEULLES	VILLIERS-LE-SEC	RENOUVELLEMENT DES FOYERS 08-005 ET 09-021 PLUS DE 30 ANS	811 €
	VALORBIQUET	TORDOUE	RENOUVELLEMENT DES FOYERS 01-007 ET 01-009 DE PLUS DE 30 ANS	828 €
	HEROUILLETTE	HEROUILLETTE	RENOUVELLEMENT DES FOYERS 02-010/011/012 ET 06-025/026 DE PLUS DE 30 ANS	1 845 €
	MONDRAINVILLE	MONDRAINVILLE	RENOUVELLEMENT DES FOYERS 01-001/002/004/005/020 DE PLUS DE 30 ANS	1 865 €
	VALORBIQUET	SAINT-JULIEN-DE-MAILLOC	RENOUVELLEMENT DES FOYERS 01-001/002/003/004/005 DE PLUS DE 30 ANS	1 865 €
	VENDES	VENDES	RENOUVELLEMENT DES FOYERS 01-001/003/004 PLUS DE 30 ANS	1 986 €
	ANGERVILLE	ANGERVILLE	RENOUVELLEMENT DES FOYERS 01-001 A 01-007 DE PLUS DE 30 ANS	2 524 €
	MAIZET	MAIZET	RENOUVELLEMENT DES FOYERS 01-009/010/011/012/014 ET 02-001/002 DE PLUS DE 30 ANS	2 543 €
	MONFREVILLE	MONFREVILLE	RENOUVELLEMENT DES FOYERS 01-001/002/003/004/005 ET 02-001/002/003 PLUS DE 30 ANS	2 970 €
	AMAYE-SUR-ORNE	AMAYE-SUR-ORNE	PROGRAMME DE RENOUVELLEMENT DES FOYERS DE PLUS DE 30 ANS	4 049 €
	VALDALLIERE	CHENEDOLLE	RENOUVELLEMENT DES FOYERS 01-001/006/007/008/013 ET 014	5 781 €
	VILLY-BOCAGE	VILLY-BOCAGE	RENOUVELLEMENT DES FOYERS DE PLUS DE 30 ANS	10 694 €
	GRAINVILLE-SUR-ODON	GRAINVILLE-SUR-ODON	RENOUVELLEMENT LUMINAIRES PROGRAMME R30	21 682 €
	LION-SUR-MER	LION-SUR-MER	RENOUVELLEMENT FOYERS DE PLUS DE 30 ANS	22 226 €
LA VILLETTE	LA VILLETTE	RENOUVELLEMENT LUMINAIRES PROGRAMME R30	33 173 €	
Signalisation lumineuse (SL)	VALORBIQUET	LA CHAPELLE-YVON	RENOUVELLEMENT DE 3 REPETITEURS DE FEUX	533 €
	ESQUAY-SUR-SEULLES	ESQUAY-SUR-SEULLES	RENOUVELLEMENT DU MAT ET DU FEU C2, CARREFOUR DE FEUX 63	1 368 €
	VALORBIQUET	LA CHAPELLE-YVON	RENOUVELLEMENT D'UN MODULE PIETON ET D'UN POTELET C2 ACCIDENTE	1 540 €
	BLONVILLE-SUR-MER	BLONVILLE-SUR-MER	RENOUVELLEMENT DU SUPPORT ET DU MODULE DE FEU PIETON A1 ACCIDENTE	1 691 €
	LA RIVIERE-SAINT-SAUVEUR	LA RIVIERE-SAINT-SAUVEUR	RENOUVELLEMENT DU POTEAU ET DU REPETITEUR DE FEUX B2 ACCIDENTES	1 820 €
	VER-SUR-MER	VER-SUR-MER	RENOUVELLEMENT DE DEUX SUPPORTS, UN SIGNAL PIETON, UNE COMMANDE APPEL PIETON ET DE TROIS	4 420 €
	MAISONS	MAISONS	RENOUVELLEMENT DU CONTROLEUR DE FEUX CARREFOUR C039	6 141 €
	BAYEUX	BAYEUX	RENOUVELLEMENT DU CONTROLEUR VETUSTE ET SIGNAL PIETON CARREFOUR DE FEUX 25	6 352 €
	BAYEUX	BAYEUX	MISE EN CONFORMITE DU CARREFOUR10 VETUSTE	12 767 €
	VER-SUR-MER	VER-SUR-MER	MODIFICATION CARREFOUR N° 58 CREATION PISTES CYCLABLES VELOMARITIME	14 706 €
Programme Travaux	Nombre de dossiers :		Montant TTC des travaux engagés	
EP extension renouvellement	119		574 494 €	
R30 : renouvellement + 30 ans	18		116 299 €	
Signalisation lumineuse (SL)	10		51 338 €	
Total	147		742 131 €	



Convention de partenariat dans le cadre
de la mise en œuvre du Programme CEE

ACTEE

(PRO-INNO 52)

ACTEE Action des Collectivités
Territoriales pour
l'Efficacité Énergétique

AAP Sous-programme LUM'ACTE

Entre

La **Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR)**, sise 20, boulevard de la Tour-Maubourg à Paris 7^e, représentée par Monsieur Xavier PINTAT, son Président,

Désignée ci-après par « la FNCCR » ou « le Porteur », d'une part,

ET,

Le **Syndicat Départemental d'Energies du Calvados (SDEC ENERGIE)** représenté par Mme Catherine GOURNEY LECONTE, sa présidente habilitée aux fins des présentes par délibération du **X/XX/XX**

Désignée ci-après par Le SDEC ENERGIE, d'autre part,

Désignés ci-après individuellement par « la Partie » et collectivement par « les Parties ».

Il a été convenu ce qui suit :

PREAMBULE

Le Programme CEE ACTEE 2, référencé PRO-INNO-52, est porté par la FNCCR.

Le programme ACTEE 2, dans la continuité et l'amplification du programme ACTEE 1 vise à aider les collectivités à mutualiser leurs actions, à agir à long terme et ainsi à planifier les travaux de rénovation énergétique tout en réduisant leurs factures d'énergie. Le déploiement de ce programme dans tout le territoire national repose sur une implication forte des collectivités territoriales volontaires.

ACTEE 2 apporte un financement, via des appels à projets, aux collectivités lauréates pour déployer un réseau d'économies de flux, accompagner la réalisation d'études technico-économiques, le financement de la maîtrise d'œuvre, ainsi que l'achat d'équipements de suivi de travaux de rénovation énergétique. ACTEE 2 apporte également différents outils à destination des collectivités et des acteurs de la filière, avec notamment la mise à disposition d'un simulateur énergétique, un site internet informant de chaque étape des projets de rénovation ainsi qu'un centre de ressources adapté aux territoires (cahiers des charges type, fiches conseils, guides, etc.) à destination des élus et des agents territoriaux.

Le Programme permettra ainsi :

- La mise en place d'outils innovants, notamment d'identification des communes pour porter l'investissement dans leur patrimoine communal, en lien avec les enjeux de rénovation énergétique à destination de l'ensemble des collectivités, lauréates ou non des AAP ;
- Une série d'actions (création et mise à jour d'outils, appui aux diagnostics et animation du dispositif avec le déploiement d'économies de flux) pour accompagner les projets d'efficacité énergétique, notamment en substitution de chaufferies fioul à destination des collectivités lauréates des AAP ;
- La création d'une cellule d'appui ouverte à toutes les collectivités dans une logique de « hotline » avec en complément la mise à disposition d'outils d'aide à la décision, de communication à des destinations des élus ;
- Pour une part prépondérante, le financement de l'accompagnement et de la maîtrise d'œuvre pour la rénovation des bâtiments publics pour les collectivités sélectionnées dans le cadre des appels à projets et des sous-programmes spécifiques ;
- De renforcer le réseau des économies de flux et des conseillers en financement initié par le Programme ACTEE 1, toujours en coordination et en complémentarité avec le réseau des conseillers en énergie partagé (CEP) mis en œuvre par l'ADEME. Ce dernier point fera l'objet d'une surveillance renforcée.
- Le programme permettra également d'apporter des aides complémentaires à la rénovation du parc d'éclairage public des collectivités dans le cadre du sous-programme LUM'ACTEE, qui veillera d'une part, à structurer les collectivités qui portent déjà la compétence, et d'autre part, à cibler les collectivités encore isolées, qui ne sont pas sensibilisées au sujet. Lum'ACTE vise particulièrement les parcs d'éclairage public des collectivités de tous types, en dehors des installations d'éclairage sportif et des éclairages des bâtiments publics qui sont visés par d'autres outils du programme ACTEE.

Le volume de certificats d'économies d'énergie délivré dans le cadre du programme ACTEE 2 n'excède pas 22 TWh cumac sur la période 2020-2023 ce qui correspond un budget de 110 M€.

Dans le cadre du déploiement d'ACTEE 1, les travaux menés par la FNCCR ont révélé qu'1 € d'investissement ACTEE 1 génère environ 10,44 € de travaux à partir de 2021, soit un effet levier potentiel de relance économique d'1,44 milliard pour l'ensemble du programme ACTEE 2.

Dans la même logique qu'ACTEE 1, ACTEE 2 poursuivra les objectifs suivants :

- Favoriser le taux de passage à l'acte dans la réalisation des travaux de rénovation énergétique
- Encourager les mutualisations entre acteurs et collectivités
- Inciter les collectivités à déployer une logique d'actions sur le long terme
- Développer le réseau des économes de flux et des conseillers en financement.

Suite à la réponse à l'appel à projets du sous-programme LUM'ACTE lancé le 18 juillet 2022 à destination des parcs d'éclairage public des collectivités, le jury a décidé de sélectionner la candidature du Syndicat Départemental d'Energies du Calvados (SDEC ENERGIE).

L'objectif premier de cet AAP est d'apporter un financement sur les coûts organisationnels liés aux actions d'efficacité énergétique des parcs d'éclairage publics des collectivités, pour les acteurs publics proposant notamment une mutualisation des projets de territoire, et permettant de massifier les actions de réduction des consommations énergétiques des collectivités. Il est attendu que les fonds attribués via cet AAP génèrent des actions concrètes permettant la réduction de la consommation énergétique avant la fin de l'AAP et du programme ou a minima la mise en place de plans de travaux avec une faisabilité avérée (passage des marchés notamment). La faisabilité des actions et des travaux par suite des études financées par le programme ACTEE sera un élément déterminant dans le choix des lauréats. Le second objectif de l'AAP est de créer des coopérations entre établissements publics agrégateurs d'actions d'efficacité énergétique, idéalement à la maille interdépartementale, mais également infra-départementale.

DEFINITIONS

Au sens de la présente convention, les termes suivants s'entendent comme suit :

Bénéficiaire : est entendu comme « bénéficiaire » du Programme ACTEE toute structure lauréate de l'AAP du sous-programme LUM'ACTE.

Bénéficiaire final : est entendu comme « bénéficiaire final » du Programme ACTEE toute structure qui bénéficie *in fine* des fonds et/ou actions du Programme (cf. schéma annexe 4).

ARTICLE 1 : OBJET DE LA CONVENTION

La présente Convention a pour objet de définir le cadre du Partenariat entre les Parties pour le déroulement opérationnel du Programme, dans le respect de la convention de mise en œuvre du Programme ACTEE 2 PRO INNO 52 conclue entre l'Etat, l'ADEME, la FNCCR, l'AMF et les co-financeurs du Programme – ci-après désignée « convention multipartite ».

ARTICLE 2 : DEFINITION DES ACTIONS

Le Bénéficiaire prévoit les actions suivantes dont le contenu est détaillé en annexe (annexe 1) :

Le budget prévisionnel de ces actions s'établit à 173 658,00 € entre le 01/01/2022 et le 31/12/2023. Le détail du budget est décrit en annexe (annexe 2).

ARTICLE 3 : ENGAGEMENT DES PARTIES

3.1 ENGAGEMENTS DU PORTEUR

Dans le cadre du programme et conformément à la convention multipartite, la FNCCR s'engage à initier ou à poursuivre les chantiers ci-dessous pendant toute la durée de la convention. La FNCCR s'engage, en tant que porteur du programme, au titre de la présente convention à :

- Mettre en œuvre les actions du Programme ;
- Piloter la partie communication du Programme en collaboration avec les partenaires de celui-ci et sous contrôle du comité de pilotage ;
- Procéder aux appels de fonds vers les co-financeurs, après validation du comité de pilotage ;
- Recevoir les fonds des co-financeurs destinés au financement du programme et établir les attestations de versement des fonds comportant les informations indispensables pour l'obtention des certificats d'économie d'énergie ;
- Se coordonner avec les autres programmes CEE en lien avec la rénovation énergétique des bâtiments publics ;
- Faire certifier les comptes du programme par un commissaire aux comptes ;

La FNCCR s'engage également à :

- Inscrire les fonds collectés et destinés au financement des actions dans un compte de tiers, et justifier de leurs versements aux bénéficiaires, à l'euro ;
- Ne pas utiliser les fonds collectés pour d'autres opérations que celles mentionnées dans le cadre de la présente convention.

En effet, la FNCCR opère dans le cadre du programme en qualité d'intermédiaire transparent et agit sous la supervision du Ministère de la Transition écologique et solidaire (MTES).

3.2 ENGAGEMENTS DU BENEFICIAIRE

Le Bénéficiaire s'est engagé lors de la candidature à l'appel à projets (AAP) à mettre en œuvre les actions telles que décrites en annexe 1. Celles-ci doivent être mises en œuvre au plus tard en décembre 2023.

Le Bénéficiaire s'engage à rénover le patrimoine d'éclairage public des collectivités suivant les actions définies à l'article 2.

Le Bénéficiaire ayant obtenu une aide relative au lot n°1, ainsi qu'au lot n°3 s'engage à faire parvenir à la FNCCR les livrables issus des prestations éligibles réalisées.

Le Bénéficiaire ayant obtenu une aide relative au lot n°1, ainsi qu'au lot n°3 et souhaitant valoriser le temps des agents de la collectivité s'engage à faire parvenir lors de chaque remontée de dépenses une attestation sur l'honneur du temps passé par les agents, complétée d'une attestation du comptable public.

Le Bénéficiaire sera financé sur justificatif de dépenses, en conformité avec le prévisionnel financier et les objectifs définis. Une évaluation d'atteinte des objectifs de réalisation des actions du Bénéficiaire du Programme sera établie chaque semestre en Comité de pilotage. Pour ce faire, le bénéficiaire s'engage à transmettre à la FNCCR, le rapport d'activité ainsi que tous les éléments nécessaires à son établissement.

Selon le modèle communiqué par la FNCCR, le bénéficiaire fournira un rapport d'activité à jour à la FNCCR pour chaque demande d'appel de fonds et *a minima* tous les 6 mois, ainsi que, le cas échéant, sur demande expresse de la FNCCR. Il s'engage également à transmettre à la FNCCR les documents relatifs aux appels de fonds

Le Bénéficiaire s'engage à faire remonter toutes ses demandes et à échanger avec la FNCCR tout au long du Programme.

Le projet et l'engagement des dépenses, devront pouvoir être réalisés dans les délais du Programme ACTEE. La capacité à réaliser les actions à court terme, ainsi que la faisabilité générale du projet sont des éléments importants pour l'attribution des fonds.

Le Bénéficiaire s'engage à transmettre à la FNCCR, dans le cadre des missions qui lui sont confiées au titre du Programme s'agissant notamment de l'élaboration des guides et documents contractuels types, tous les éléments nécessaires à la bonne réalisation de ses missions (cahiers des charges, marchés publics, guides, fiches conseils, plaquettes...). Il s'engage à participer aux animations proposées par la FNCCR et permettant les partages d'expériences et la co-construction entre lauréats.

Le Bénéficiaire s'engage par ailleurs à suivre les parcours de formations proposés et financés dans le cadre du sous-programme LUM'ACTE. La démarche globale d'accompagnement du sous-programme vise une montée en compétence des services de la collectivité lauréate sur les thématiques et enjeux de l'éclairage public. A ce titre, le bénéficiaire s'engage à identifier les personnes ressources en interne pour participer aux différentes formations et faire le lien avec les différents services concernés par la gestion des installations ciblées sur les thématiques précitées.

Le Bénéficiaire s'engage également à inviter la FNCCR aux différents Comités de pilotage, en tant qu'invité permanent. Il est également suggéré d'y inviter, lorsque cela s'y prête, la direction régionale de l'ADEME, la DDT/DREAL, ainsi qu'un représentant de la Banque des Territoires.

ARTICLE 4 : FINANCEMENT

Le montant global des fonds attribué est de 77 521,00 € (soixante-dix-sept mille cinq cent vingt et un) euros HT.

Les dépenses sont éligibles à compter 01/01/2022. Les fonds seront versés après envoi des justificatifs de dépenses et validation par le Comité de pilotage ACTEE qui se réunit tous les 6 mois, et ne pourront être versés avant signature de la Convention par le bénéficiaire et la FNCCR. Exceptionnellement, et sur validation du Comité de pilotage ACTEE, les fonds pourront être versés tous les 3 mois en fonction des contraintes des projets.

Les sommes dues au titre de la présente Convention sont versées aux services financiers du bénéficiaire.

Coordonnées bancaires du bénéficiaire :

XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX

Les versements seront effectués après et sous réserve de l'encaissement de l'appel de fonds des co-financiers par la FNCCR.

En cas de non-versement des contributions par les financeurs obligés du Programme, et ce, pour quelque motif que ce soit, la FNCCR ne saurait être tenue responsable du retard ou du non-versement des fonds dus au Bénéficiaire.

Les sommes allouées à chaque typologie d'actions mises en place par le Bénéficiaire (études techniques, mission d'AMO) ne pourront faire l'objet d'une fongibilité, sauf exception dans la limite de 10 % maximum du montant de la ligne qui serait ré-abondée par une autre ligne budgétaire et ce, après arbitrage de la FNCCR.

ARTICLE 5 : JUSTIFICATIFS DES DEPENSES PAR LE BENEFICIAIRE

La justification de réalisation des actions mises en œuvre par le Bénéficiaire devra être effectuée au moyen de rapports techniques et de justifications de dépenses selon les modèles fournis par la FNCCR.

Le Bénéficiaire ayant obtenu une aide relative au lot n°2 s'engage à faire parvenir à la FNCCR une attestation sur l'honneur qu'il s'agit bien de la première acquisition d'un logiciel de GMAO.

Dans le cas où le Bénéficiaire souhaite valoriser du temps d'agent, pour des postes de type Conseiller en Energie Partagée ou Économe de Flux, il attestera sur l'honneur que la rémunération de cet agent n'est plus accompagnée financièrement par un autre organisme ou par un autre programme.

Les fiches justificatives de dépenses du Bénéficiaire devront être dûment signées à la fois par le représentant légal du bénéficiaire et un trésorier payeur ou, le cas échéant, par un commissaire aux comptes. Les fiches justificatives devront être communiquées à la FNCCR.

Toutes les dépenses affectées au projet et les activités correspondantes devront être justifiées dans le cadre du Programme et faire mention explicite à celui-ci (« ACTEE – PRO-INNO-52 »). Les justificatifs détaillés des dépenses et des activités (compte rendu, feuilles de présence...) devront être conservés par le Bénéficiaire et par la FNCCR pour un contrôle éventuel et aléatoire du MTES pour une durée de 6 ans.

La FNCCR se réserve le droit de demander au Bénéficiaire de faire réaliser, avant la fin du Programme, un audit sur la situation du Programme le concernant.

ARTICLE 6 : GARANTIE D’AFFECTATION DES FONDS

Le Bénéficiaire s'engage à utiliser les fonds versés par la FNCCR uniquement dans le cadre et aux bonnes fins d'exécution du Programme.

A ce titre, le Bénéficiaire garantit la FNCCR contre toute revendication ou action en responsabilité de quelque nature que ce soit en cas d'utilisation des fonds versés non conforme aux stipulations de la Convention et à d'autres fins que celles du Programme.

Dans le cas où des fonds du Programme n'auraient pas été engagés par le Bénéficiaire au 31 décembre 2023, ce dernier s'engage à rembourser le reliquat non engagé à la FNCCR.

ARTICLE 7 : EVALUATION DU PROGRAMME

Une évaluation du dispositif des CEE peut être menée par le MTES afin de déterminer si cet instrument permet d'obtenir les effets attendus. Dans cette logique, la FNCCR pourra être amenée à ses frais à faire évaluer par un bureau d'étude indépendant, la bonne utilisation par les lauréats des fonds alloués dans le cadre du Programme.

Le Bénéficiaire s'engage à participer à toute sollicitation dans le cadre de l'évaluation du dispositif des CEE, intervenant en cours, ou postérieurement à celui-ci. Il s'engage, dans ce cadre, à répondre à des enquêtes par questionnaire (en ligne) et à participer à des entretiens qualitatifs (en face-à-face ou par téléphone) abordant la conduite du Programme et ses résultats. Il s'engage en particulier à fournir tous les éléments quantitatifs nécessaires à l'évaluation des effets en termes d'efficacité énergétique, d'économies d'énergie, d'émissions de GES, de bénéfices techniques, économiques, sociaux et environnementaux du Programme.

ARTICLE 8 : COMMUNICATION

Article 8.1 Communication du bénéficiaire lauréat

Chaque Partie pourra communiquer individuellement sur le Programme à condition de ne pas porter atteinte aux droits de l'autre Partie ni à son image.

Le Bénéficiaire s'engage à apposer, de façon systématique sur tous les supports en rapport avec le Programme ACTEE, les logos de la FNCCR, de Territoire d'énergie et d'ACTEE (annexe 3).

La FNCCR demeure pleinement propriétaire des droits de propriété intellectuelle attachés au logo ACTEE ainsi qu'au site internet du Programme.

Par ailleurs, le Bénéficiaire s'engage à utiliser le logo CEE dans les actions liées au Programme, sur tous supports. L'usage du logo CEE est limité au cadre légal du Programme, notamment temporel. Le Bénéficiaire s'engage à ne pas exploiter le logo CEE à des fins politiques, polémiques, contraires à l'ordre public ou aux bonnes mœurs ou susceptibles de porter atteinte à des droits reconnus par la loi et, de manière générale, à ne pas associer le logo CEE à des actions ou activités susceptibles de porter atteinte à l'Etat français ou lui être préjudiciable.

Le Bénéficiaire fait parvenir son logo à la FNCCR et l'autorise à en faire l'utilisation dans ses actions de communications relatives au Programme.

Toute représentation des logos et marques des Parties sera conforme à leur charte graphique respective (annexe 3). Aucune Partie ne pourra se prévaloir, du fait de la présente Convention, d'un droit quelconque sur les marques et logos de l'autre Partie.

Le Bénéficiaire s'engage à informer la FNCCR de ses événements ou toute autre manifestation en lien avec le Programme, et notamment à inviter la FNCCR à chaque comité de pilotage, et l'informer des signatures de conventions relatives à la rénovation énergétique du parc d'éclairage public.

En amont de toute campagne d'envergure nationale ou de communiqué de presse à l'initiative du bénéficiaire, une information de la FNCCR sera nécessaire.

Article 8.2 Communication des Bénéficiaires Finaux

Chaque Bénéficiaire Final du Programme ACTEE doit systématiquement apposer le logo CEE et le logo du Programme ACTEE (annexe 3) sur les supports de communication en lien avec des opérations ou travaux (plaquette, panneau de chantier, article, réseaux sociaux...) bénéficiant de financements versés par un bénéficiaire lauréat. Le Bénéficiaire Final peut également intégrer le logo FNCCR (annexe 3).

Le Bénéficiaire devra s'assurer que les Bénéficiaires Finaux disposent des logos nécessaires, en fassent usage, et qu'ils citent le Programme ACTEE lors de toute action de communication en lien avec le dispositif.

La FNCCR pourra disposer de la liste des contacts des Bénéficiaires Finaux fournie par les bénéficiaires et se réserve la possibilité de leur adresser des outils de communication dédiés au Programme.

ARTICLE 9 : CONFIDENTIALITE

Les documents et toute information appartenant au Bénéficiaire et communiqués à la FNCCR, sur quelque support que ce soit, ainsi que les résultats décrits dans le rapport final et obtenus en application de l'exécution de la décision de financement ou de la présente convention, ne sont pas considérés comme confidentiels.

ARTICLE 10 : RESILIATION

La présente Convention pourra être résiliée par une Partie en cas de manquement par l'autre Partie à l'une de ses obligations contractuelles, après une mise en demeure par lettre recommandée avec accusé de réception adressée à la Partie défaillante et restée sans effet pendant un délai d'un (1) mois à compter de la réception de ladite lettre. La résiliation par l'une des Parties ne résilie pas de plein droit la Convention. Le Comité de pilotage se réunira alors pour définir les modalités de poursuite ou d'arrêt de tout ou partie du Programme du bénéficiaire concerné.

Les Parties conviennent également de manière expresse qu'en cas de modification des textes législatifs ou réglementaires relatifs aux économies d'énergie ou aux CEE rendant inapplicables les dispositions de la Convention, elles se rencontreront à l'initiative de la Partie la plus diligente pour en étudier les adaptations nécessaires. A défaut d'accord ou en cas d'impossibilité d'adapter la Convention dans un délai d'un (1) mois à compter de la 1ère réunion des Parties, cette dernière sera résiliée de plein droit. Le Comité de pilotage se réunira alors pour déterminer les modalités de clôture du Programme et notamment la répartition des fonds restants.

ARTICLE 11 : DONNEES A CARACTERE PERSONNEL

Dans le cadre de l'exécution de la Convention, les Parties s'engagent à respecter et à faire respecter par leurs sous-traitants éventuels l'ensemble des dispositions législatives et réglementaires, internationales, européennes et nationales, relatives à la protection des données à caractère personnel et en particulier au Règlement général sur la protection des données, dit RGPD, n°2016/679.

ARTICLE 12 : LUTTE CONTRE LA CORRUPTION ET LE TRAVAIL DISSIMULE

Dans le cadre de l'exécution de la Convention, chaque Partie s'engage à respecter et à faire respecter par ses sous-contractants et sous-traitants éventuels l'ensemble des dispositions législatives et réglementaires, internationales, européennes et nationales, relatives à la lutte contre la corruption, au droit du travail et à la protection sociale ainsi qu'à la lutte contre le travail dissimulé.

ARTICLE 13 : DUREE

La présente Convention entre en vigueur à sa signature par les Parties et prendra fin au 31 décembre 2023.

En cas de besoin, la présente Convention pourra faire l'objet d'un avenant si une modification significative devait avoir lieu sur les actions, les budgets associés ou la durée du Programme.

Ces évolutions seront argumentées et discutées en Comité de pilotage du Programme, et, le cas échéant, les objectifs seront alors revus pour intégrer les évolutions.

ARTICLE 14 : LITIGES

Tout différend relatif à l'interprétation, à la validité et/ou à l'exécution de la Convention devra, en premier lieu, et dans la mesure du possible, être réglé au moyen de négociations amiables entre les Parties.

À défaut, un (1) mois après l'envoi d'une lettre en recommandé avec accusé de réception par une Partie à l'autre Partie mentionnant le différend, le différend sera soumis aux tribunaux français compétents.

Fait en 2 exemplaires originaux

A, le

Pour la FNCCR,

Le Président
Xavier PINTAT

Pour le SDEC ENERGIE,

Le Président

XXXX

ANNEXE 1 : ACTIONS

Dans le cadre du lot n°1, le Syndicat Départemental d'Energies du Calvados (SDEC ENERGIE) réalisera 134 diagnostics éclairage public et conventions pluriannuelles qui aboutiront à la rénovation des foyers énergivores par des foyers LED. Les diagnostics et conventions seront réalisés par ses ressources internes pour 82 visites et par des prestataires externes pour 58 visites.

Le montant d'aide alloué à la réalisation de cette prestation s'élève à **52 589,00 € HT**.

Dans le cadre du lot n°1, le Syndicat Départemental d'Energies du Calvados (SDEC ENERGIE) réalisera 113 devis concernant la rénovation des foyers énergivores (analyse des données, visites terrain, préparation et envoi des devis réalisés par les techniciens du SDEC).

Le montant d'aide alloué à la réalisation de cette prestation s'élève à **10 971,00 € HT**.

Dans le cadre du lot n°3, le Syndicat Départemental d'Energies du Calvados (SDEC ENERGIE) lancera un marché afin de mettre en place un référentiel technique en faveur d'une trame noire. Les objectifs seront de produire un outil destiné aux services du SDEC contenant la prise en compte de la biodiversité dans les investissements, de sensibiliser les élus, d'informer et de sensibiliser le grand public et les entreprises sur les enjeux liés à la biodiversité. Du temps interne des agents du SDEC ENERGIE ainsi que la mise en place du référentiel par un prestataire externe seront valorisés.

Le montant d'aide alloué à la réalisation de cette prestation s'élève à **13 961,00 € HT**.

ANNEXE 2 : BUDGET PREVISIONNEL

Lot N°1				
Prestations sollicitées		Montant du projet (HT)	Montant d'aide alloué	Nombre de points lumineux impactés
Diagnostics éclairage public	SDEC ENERGIE	105 178,00 €	52 589,00 €	52244
Mise en place devis rénovation EP	SDEC ENERGIE	21 942,00 €	10 971,00 €	13825
Lot N°2				
Prestations sollicitées		Montant du projet (HT)	Montant d'aide alloué	Nombre de points lumineux impactés
Elaboration trame noire	SDEC ENERGIE	46 538,00 €	13 961,00 €	

Lum ACTE



PROGRAMME
ACTEE

Financer et accompagner la
rénovation énergétique des
bâtiments publics



ANNEXE 4 : SCHEMA DE MUTUALISATION : ORGANISATION ET FLUX FINANCIERS

