COMITE SYNDICAL

Jeudi 12 décembre 2024

14h00

SALLE NORMANDIE DE LA CCI CAEN NORMANDIE – SAINT-CONTEST

Convocation envoyée et affichée le 6 décembre 2024

ORDRE DU JOUR
ET
NOTE DE SYNTHESE EXPLICATIVE

Approbation du procès-verbal du Comité Syndical du 10 octobre 2024 ***(Annexe A p 18)***

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

A-1. Accueil des nouveaux membres du Comité Syndical ..... p 3
A-2. Compte-rendu des décisions de la Présidente en vertu des délégations du Comité Syndical ..... p 3
A-3. Etat des transferts de compétences ..... p 4
A-4. Etat d'avancement des procédures d'adhésions en cours ..... p 4
A-5. Agenda ..... p 5
A-6. Elections de nouveaux membres du Bureau Syndical, dont un Vice-Président en charge des travaux sur les réseaux publics d'électricité ..... p 6
A-7. Présentation des actions accomplies pour remédier aux observations formulées par la CRC ..... p 7

B– Finances ..... p 8

B-1. Financement des participations des membres aux travaux par fonds de concours ..... p 8
B-2. Subvention d'équilibre de la section de fonctionnement du budget annexe « MD » 2024 ..... p 9
B-3. Ouverture des crédits d'investissement avant les votes des budgets 2025 ..... p 10
B-4. Durée d'amortissement des immobilisations ..... p 11
B-5. Budget Principal 2024 – Décision Modificative n°4 ..... p 13

C – Concessions Gaz ..... p 14

C-1. Convention de mise à disposition des données numériques géoréférencées - Moyenne Echelle ..... p 14
C-2. Convention pour un réseau de distribution de gaz vecteur de la décarbonation des territoires ..... p 14

D – Concession Electricité ..... p 15

D-1. Prolongation de la durée de conventions liées au contrat de concession (PCT – Echanges – VRG) .. p 15
D-2. Convention pour un référentiel commun Terme I ..... p 15
D-3. Convention d'Analyse d'Impact Scénarisée ..... p 16
D-4. Nouveau barème de raccordement au réseau public d'électricité ..... p 17

QUESTIONS DIVERSES

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

***

Annexe A :	*Procès-Verbal du Comité Syndical du 10 octobre 2024*	*p 18*
Annexe B :	*Liste des demandes de financement par fonds de concours*	*p 30*
Annexe C :	*Convention de mise à disposition des données numériques géoréférencées à Moyenne Echelle*	*p 31*
Annexe D :	*Convention de partenariat pour un réseau de distribution de gaz vecteur de la décarbonation*	*p 35*
Annexe E :	*Avenant à la convention relative aux modalités de calcul et de versement de la PCT (Part Couverte par le Tarif)*	*p 41*
Annexe F :	*Avenant à la convention d'échanges dans le cadre de l'exécution des travaux du SDEC ÉNERGIE*	*p 43*
Annexe G :	*Avenant à la convention de Valorisation des Remises Gratuites (VRG) des ouvrages*	*p 45*
Annexe H :	*Convention pour un référentiel commun terme I*	*p 46*
Annexe I :	*Convention d'Analyse d'Impact Scénarisée (AIS)*	*p 52*
Annexe J :	*Barème de raccordement au réseau public d'électricité*	*p 62*
Annexe K :	*Actions accomplies pour remédier aux observations formulées par la CRC*	*p 67*

A- RAPPORT DE LA PRESIDENTE

A-1. Accueil des nouveaux membres du Comité Syndical

Du 30 septembre au 22 octobre dernier, se sont tenues les Commissions Locales d'Energies qui ont, notamment, permis l'élection de 5 nouveaux représentants au Comité Syndical en remplacement de membres démissionnaires ou décédés.

Ont ainsi été élus :

- **Monsieur Patrick MARIE**, délégué de la commune d'Annebault – CLE de TERRE D'AUGE,
- **Madame Emilie CHAUVIN**, déléguée de la commune de Port-en-Bessin-Huppain – CLE de BAYEUX INTERCOM,
- **Madame Jessica HUYGHE**, déléguée de la commune de Sainte-Croix-sur-Mer – CLE de SEULLES, TERRE ET MER,
- **Monsieur Philippe RATEL**, délégué de la commune de Saint-Denis-de-Mailloc – CLE de LISIEUX NORMANDIE,
- **Monsieur Patrick DENOYELLE**, délégué de la commune de Grainville-sur-Odon - CLE de VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON.

Ces nouveaux représentants au Comité Syndical seront présentés en séance.

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

En vertu de l'article L 5211-10 du Code Général des Collectivités Territoriales, par délibération en date du 30 mars 2023, le Comité Syndical a délégué au Bureau Syndical et à la Présidente certaines de ses attributions.

La Présidente rendra compte des décisions prises depuis le Comité Syndical du 10 octobre 2024, dans le cadre de ses délégations, à savoir :

OBJET			
Transition Energétique	Conseil en Energie Partagé	Niveau 1	Adhésion des communes de Beuvillers, Potigny et Souleuvre-en-Bocage au service pour le suivi des consommations et dépenses d'énergies de leurs bâtiments.
		Niveau 2	Adhésion des communes de Beuvillers, Hottot-les-Bagues, Laize-Clinchamps Potigny, Saint-Germain-le-Vasson et Souleuvre-en-Bocage au service pour un bâtiment.
	Maison de l'énergie		Convention de partenariat avec l'Association "Les Petits Débrouillards Grand Ouest" - Animation des ateliers pédagogiques de la Maison de l'Energie - année 2025.
			Convention de partenariat avec le CPIE pour des animations pédagogiques - "Escape Game - Mission énergie" de la Maison de l'Energie - année 2025.
			Convention de partenariat avec l'association "La Marette" pour des animations pédagogiques - "Escape Game - Mission énergie" de la Maison de l'Energie - année 2025.
	Solidarité énergétique		Conventions de partenariat (2024-2025) avec SOLIHA et avec le CDHAT pour le financement de travaux de rénovation énergétique à destination de ménages aux ressources modestes pour la prévention et le traitement des situations de précarité énergétique.
			Conventions de partenariat avec le Secours Catholique, le Secours Populaire Français et la Croix Rouge Française pour l'attribution de subventions pour le traitement d'impayés d'énergie.
	Compétence Contribution à la Transition Energétique : validation du financement du plan d'actions 2024 de Vire-Normandie.		
Mobilités bas carbone	Avenant n°2 à la convention de financement pour l'acquisition de véhicules électriques - Commune de Mézidon Vallée d'Auge - Modification des dispositions de la décision 2023-DEC-36.		
Finances	Virement de crédits n°4-2024 - Budget principal – du chapitre 4581924 au chapitre 4581624 et 4581823 – Besoins de crédits supplémentaires concernant des travaux de génie civil télécom 2024 (800 000 €) et d'éclairage public 2023 (80 000 €), dans le cadre d'opérations sous mandat.		
RH - Moyens Généraux	Décision de défense des intérêts du SDEC-ÉNERGIE dans l'instance n° 2402490-1 introduite devant le Tribunal Administratif de Caen.		
Eclairage Public	Convention de partenariat tripartie entre le Parc naturel régional des marais du Cotentin et du Bessin, le SDEC ÉNERGIE et le SDEM 50 - concernant la réduction de la pollution lumineuse issue des voies publiques.		
Concession Electricité	Convention particulière d'occupation du domaine public autoroutier SDEC ÉNERGIE - SAPN - commune de BOURGEAUVILLE.		
Assurances	Convention de gestion des recours contre les tiers.		

A-3. Etat des transferts de compétences

Depuis le Comité Syndical du 10 octobre 2024, le Bureau Syndical, lors de ses séances des 8 novembre et 6 décembre 2024 a acté les nouveaux transferts de compétences sollicités.

Mme Catherine GOURNEY-LECONTE a été chargée de les mettre en œuvre. Il s'agit des transferts suivants :

GAZ	LISON
INFRASTRUCTURES DE RECHARGE POUR VEHICULES ELECTRIQUES OU HYBRIDES RECHAGEABLES (IRVE)	JANVILLE ENGLESQUEVILLE-LA-PERCEE LES AUTHIEUX SUR CALONNE
ENERGIES RENOUVELABLES	BERNIERES-SUR-MER

Au vu de l'ensemble de ces décisions, l'état actuel des **527 collectivités adhérentes** au SDEC ÉNERGIE, par compétence transférée, est le suivant :

Electricité	Eclairage public	Signalisation lumineuse
480 communes 1 intercommunalité	454 communes 10 intercommunalités	49 communes

Gaz	Infrastructures de charges pour véhicules électriques	Energies Renouvelables
125 communes 1 intercommunalité	224 communes 1 intercommunalité	28 communes 3 intercommunalités

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

A-4. Etat d'avancement des procédures d'adhésions en cours

- **Adhésion de la commune de Blainville-sur-Orne dans le cadre du transfert de sa compétence « Eclairage Public »**

Le délai des trois mois offert aux collectivités membres du Syndicat pour s'exprimer sur l'adhésion de Blainville-sur-Orne au SDEC ÉNERGIE au 1er janvier 2025, a pris fin le 27 novembre dernier.

La majorité qualifiée a été acquise dès la fin du mois d'octobre par les délibérations favorables de plus de la moitié des membres, représentant plus des deux tiers de la population du territoire mais également par les délibérations favorables de plus des deux tiers des membres, représentant plus de la moitié de la population.

Les services de la Préfecture ont été informés de cette nouvelle et l'arrêté correspondant, devrait être signé par le Préfet dans les tous prochains jours.

➢ **Adhésion de la Communauté de communes d'Isigny-Omaha Intercom dans le cadre du transfert de sa compétence « Eclairage Public » sur l'ensemble de son territoire**

Comme annoncé en Comité Syndical du 10 octobre dernier, la délibération relative à l'adhésion de la Communauté de communes d'Isigny-Omaha Intercom a été notifiée aux collectivités membres du Syndicat le 15 octobre 2024.

Pour appel, conformément à l'article L.5211-18 du Code Général des Collectivités Territoriales :

- l'adhésion de la communauté de communes Isigny-Omaha Intercom est subordonnée à l'accord des assemblées délibérantes des membres du syndicat dans les conditions de majorité qualifiée requises pour la création d'un établissement public de coopération intercommunale ;
- les assemblées délibérantes des membres disposent d'un délai de trois mois à compter de la notification de la délibération du SDEC ÉNERGIE pour se prononcer sur l'adhésion envisagée. A défaut de délibération dans ce délai, leur décision est réputée favorable ;
- la décision d'adhésion est prise par le représentant de l'Etat dans le département.

Les collectivités membres du SDEC ÉNERGIE ont ainsi été invitées à se prononcer sur cette demande d'adhésion, par délibération avant le 15 janvier 2024.

Les services de la Préfecture ont également été informés de la mise en route de cette nouvelle procédure d'adhésion.

Un point sur les retours enregistrés par le SDEC ÉNERGIE sera proposé en séance.

A-5. Agenda

➢ <u>Vœux aux partenaires 2025</u>

La cérémonie des vœux 2025 aura lieu le mardi 14 janvier 2025, à 12h dans les locaux du SDEC ÉNERGIE et sera suivie d'un cocktail déjeunatoire.

➢ <u>Agenda du Comité Syndical</u>

Dans un souci permanent de garantir l'atteinte du quorum lors des réunions du Comité Syndical, permettant la continuité des activités du syndicat et des services rendus aux usagers, les dates des Comités Syndicaux pour l'ensemble de l'année 2025, seront rappelées en séance :

- **Jeudi 6 février 2025 – 14 h** – Salle Normandie de la CCI Caen Normandie à Saint-Contest.
- **Jeudi 27 mars 2025 – 14 h** – Salle Normandie de la CCI Caen Normandie à Saint-Contest.
- **Jeudi 5 juin 2025 – 14 h** – Salle Normandie de la CCI Caen Normandie à Saint-Contest.
- **Jeudi 9 octobre 2025 – 14 h** – Salle Normandie de la CCI Caen Normandie à Saint-Contest.
- **Jeudi 18 décembre 2025 – 14 h** – Salle Normandie de la CCI Caen Normandie à Saint-Contest.

➢ <u>Normandie Energies Tour - NET</u>

La 9ème édition du Normandie Energies Tour aura lieu le samedi 20 septembre 2025.

Le Bureau Syndical du 6 décembre vient de voter une tarification incitative pour les collectivités qui sont ou souhaitent s'engager dans le développement des mobilités alternatives et favoriser ainsi leur inscription au rallye.

A-6. Elections de nouveaux membres du Bureau Syndical, dont un Vice-Président en charge des travaux sur les réseaux publics d'électricité

Suite :

- à la démission de Monsieur Christophe MORIN, représentant du collège de Vallées de l'Orne et de l'Odon, enregistré le 5 juillet 2024,
- au décès de Monsieur Gérard POULAIN, Vice-Président en charge des travaux sur les réseaux publics d'électricité, représentant du collège de Terre d'Auge, survenu le 8 septembre dernier,

et conformément à la délibération du Comité Syndical du 24 septembre 2020, qui fixe le nombre de membres du Bureau Syndical à 25 (1 Président, 8 vice-présidents et 16 membres) il y a nécessité d'organiser des élections partielles pour élire de nouveaux membres du Bureau Syndical.

➢ 1ère phase de vote :

Dans un premier temps, le Comité Syndical sera invité à élire un nouveau vice-président en charge des travaux sur les réseaux publics d'électricité.

Pour rappel, ce Vice-Président pilote la commission interne, qui se réunie autant de fois que le Bureau Syndical, soit entre 8 et 9 fois par an.

Les domaines d'intervention de cette commission sont notamment les suivants :

- L'analyse des programmes de sécurisation des réseaux d'électricité, de renforcement du réseau Basse Tension, d'effacement coordonné des réseaux.
- Le suivi et la programmation des plans pluriannuels d'investissement.
- La préparation de la conférence NOME et de l'inventaire FACÉ.
- L'étude de rénovation des postes de transformation et du traitement des déchets de chantier.

Outre sa participation aux 5 Comités Syndicaux annuels, tout Vice-Président du Bureau Syndical au SDEC ÉNERGIE est, par ailleurs, amené à participer aux Commissions locales d'Energie de son territoire et à diverses réunions de travail connexes. En général, les Bureaux Syndicaux et commissions internes se tiennent en journée et les CLE en soirée.

L'ensemble des représentants au Comité Syndical, membres du Bureau Syndical inclus, peut se présenter à cette élection, peu importe leur territoire d'origine.

En cas d'élection d'un membre actuel du Bureau Syndical, son poste de simple membre deviendra vacant et il sera nécessaire que ce comité procède à une seconde phase d'élection permettant son remplacement.

Cette vice-présidence nécessite un échange régulier, au minimum hebdomadaire, avec le directeur réseaux du syndicat afin de traiter les affaires courantes.

➢ 2ème phase de vote :

Une nouvelle phase sera proposée pour le remplacement de Monsieur Christophe MORIN et, en fonction de la première phase d'élection évoquée précédemment, peut-être d'un autre membre, de manière à garantir la composition du Bureau Syndical dans le format de celui voté lors de la séance d'installation de cette assemblée (1 Président, 8 vice-présidents et 16 membres).

L'ensemble des représentants au Comité Syndical, hors membres déjà élus au Bureau Syndical, pourront se présenter à cette élection, en respectant toutefois, selon l'origine de l'élu ayant accédé au poste de Vice-Président, les statuts du Syndicat et la représentation du collège de Terre d'Auge.

- **Modalités de vote :**

Les candidats peuvent faire acte de candidature par tout moyen écrit, adressé au syndicat (direction@sdec-energie.fr ou Esplanade Brillaud de Laujardière – CS 75046 – 14077 CAEN CEDEX 5) pour le mercredi 11 décembre 2024, ou en se déclarant lors de la réunion du Comité Syndical du 12 décembre 2024.

Les candidatures seront indiquées à l'écran dans leur ordre d'enregistrement, qu'elles aient été présentées préalablement par écrit ou qu'elles soient exprimées en cours de réunion.

Chaque candidat sera invité à se présenter aux élus du Comité Syndical.

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

Un représentant au Comité Syndical, empêché d'assister, peut donner à un autre représentant élu au Comité Syndical de son choix, pouvoir écrit de voter en son nom. Un même représentant ne peut être porteur que d'un seul mandat.

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

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

Afin d'organiser au mieux ces élections, chaque représentant du Comité Syndical se verra remettre à l'accueil un boitier de vote.

A-7. Présentation des actions accomplies pour remédier aux observations formulées par la CRC

Pour rappel, en 2022, la Chambre Régionale des Comptes Normandie a ouvert une procédure de contrôle des comptes et de la gestion du syndicat pour les exercices 2017 à 2021.

L'examen de la gestion ne se limitait pas au seul domaine financier et comptable. Cet examen portait sur la régularité mais également sur la qualité de la gestion.

Par ailleurs, un contrôle sur place et sur pièces a été organisé toute la journée du 21 septembre 2022.

Monsieur Jacques LELANDAIS, Président du syndicat sur une des périodes du contrôle, et Madame la Présidente, ont eu un premier retour oral, respectivement les 18 et 27 octobre 2022.

La Chambre Régionale des Comptes a adressé au syndicat un rapport d'observations provisoires (ROP) le 10 janvier 2023, auquel le syndicat a répondu le 10 février 2023.

La Chambre Régionale des Comptes a ensuite transmis son rapport d'observations définitives (ROD), qui a été communiqué avec les réponses du Syndicat au Comité Syndical du 29 juin 2023.

Pour rappel, à l'issue de ce contrôle, la Chambre régionale des comptes avait émis les recommandations suivantes :

1. Assortir le plan stratégique d'objectifs et d'indicateurs de suivi chiffrés ;
2. Obtenir de Primagaz qu'il complète ses comptes rendus annuels d'activité, conformément au cahier des charges de sa concession de gaz ;

3. Etablir sous trois ans un bilan économique et financier de l'efficacité des dispositifs de déploiement des bornes de recharge et d'installation des centrales de production d'énergie solaire avant d'envisager leur éventuelle extension ;
4. Compléter les réflexions sur d'éventuelles implications dans une structure de partenariat public-privé, par une analyse comparative des dispositifs existants dans d'autres régions.

A ces recommandations, s'ajoutaient les cinq obligations de faire suivantes auxquelles le syndicat avait apporté des premiers éléments de réponses.

1. Produire pour chaque compte administratif des documents complets et appuyés des annexes conformes aux maquettes comptables.
2. Etablir l'inventaire physique et la concordance entre les états respectifs du patrimoine, et comptabiliser systématiquement les flux financiers en fonction de l'évolution du statut des nouvelles immobilisations.
3. Acter l'application à l'ensemble des agents des cycles horaires conformes aux textes sur la durée annuelle du temps de travail, dans le règlement interne.
4. Appliquer les méthodes de calcul d'évaluation des offres en conformité avec les informations figurant dans les documents de consultation des entreprises et, avec les textes pour ce qui concerne les offres à déclarer comme inacceptables.
5. Soumettre à l'organe délibérant les rapports annuels d'activité des concessions d'électricité et de gaz.

Conformément à l'article L243-9 du Code des juridictions financières, la collectivité territoriale doit présenter, dans un rapport, à l'assemblée délibérante, toutes les actions entreprises à la suite des observations de la chambre régionale des comptes.

Ce rapport, qui sera proposé en séance, est annexé à la présente note de synthèse explicative (***annexe K p 67***).

➔ *Il appartiendra au Comité Syndical d'acter de la présentation de ces actions accomplies.*

B - FINANCES

B-1. Financement des participations des membres aux travaux par fonds de concours

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

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

Le Comité Syndical prochain devra se prononcer sur les 47 nouveaux projets présentés depuis le Comité Syndical du 10 octobre 2024 par 37 communes, proposés en ***annexe B p 30***, pour les montants suivants :

- Montant total des travaux : 2 261 004,28 € HT
- Montant de la participation communale : 1 044 532,19 €
  - Montant des fonds de concours : 1 042 962,91 €
  - Montant du solde en fonctionnement : 1 569,28 €

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

B-2. Subvention d'équilibre de la section de fonctionnement du budget annexe « Mobilité Durable » 2024

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

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

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

Le budget annexe de la régie « Mobilité durable » relève des cas dérogatoires n°2 et 3.

Malgré la très nette progression des recettes de fonctionnement (grâce à l'augmentation du nombre de sessions et à la revalorisation des tarifs aux usagers), ces dernières ne couvrent pas la totalité des charges de fonctionnement directement impactées par la volatilité des coûts d'énergie et la hausse des frais de maintenance :

Section	Sens	Code chapitre	Libellé chapitre	CFU 2023	BP 2024	CFU provisoire 2024
F	R	002	Résultat d'exploitation reporté	6 008,29	1 895,48	1 895,48
F	R	042	Opérations d'ordre de transfert entre sections	158 106,36	200 000,00	200 000,00
F	R	70	Ventes de produits fabriqués, prestations de services, marchandises	452 994,25	850 000,00	767 606,23
F	R	74	Subventions d'exploitation	9 280,00	68 400,00	0,00
F	R	75	Autres produits de gestion courante	0,00	0,00	53 628,27
F	R	77	Produits exceptionnels	245 000,00	301 654,52	0,00
TOTAL DES RECETTES				**871 388,90**	**1 421 950,00**	**1 023 129,98**
F	D	011	Charges à caractère général	433 453,43	900 000,00	876 294,82
F	D	012	Charges de personnel et frais assimilés	80 020,05	100 000,00	95 000,00
F	D	022	Dépenses imprévues	0,00	3 000,00	0,00
F	D	042	Opérations d'ordre de transfert entre sections	340 019,35	400 000,00	400 000,00
F	D	65	Autres charges de gestion courante	0,59	1 000,00	0,00
F	D	67	Charges exceptionnelles	0,00	1 000,00	0,00
F	D	68	Dotations aux provisions et aux dépréciations	16 000,00	16 650,00	16 650,00
F	D	69	Impôts sur les bénéfices et assimilés	0,00	300,00	0,00
TOTAL DES DEPENSES				**869 493,42**	**1 421 950,00**	**1 387 944,82**
RESULTAT DE LA SECTION DE FONCTIONNEMENT				**1 895,48**	**0,00**	**-364 814,84**

Le résultat provisoire de la section de fonctionnement de l'exercice 2024 est déficitaire et nécessite d'ajuster le montant de la subvention d'équilibre initialement prévue à 301 654,52 € lors du vote du budget primitif le 28 mars 2024 ; il serait d'environ 365 000 €.

Dans ce contexte, le Bureau Syndical proposera au Comité Syndical l'attribution d'une subvention d'équilibre de la section de fonctionnement.

Son montant précis sera communiqué en séance pour être au plus juste des comptes définitifs, après passage des dernières écritures comptables.

➔ *Il appartiendra au Comité Syndical d'accepter cette proposition de subvention d'équilibre.*

B-3. Ouverture de crédits d'investissement avant les votes des budgets 2025

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

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

Cette disposition permet la continuité de l'engagement des investissements entre le 1er janvier 2025 et la date du vote des budgets, prévue le 27 mars 2025.

Pour 2025, le montant et l'utilisation des crédits d'investissement avant le vote des budgets sont les suivants :

Budget principal

Articles	Intitulé	Budget Primitif 2024 avec virements de crédits et décisions modificatives (1)	Crédits Restes à Réaliser 2023/2024 (2)	Nouveaux crédits 2024 (1) - (2)	Ouverture de crédits 2025
Chapitre 13		**250 000.00 €**	**- €**	**250 000.00 €**	**62 500.00 €**
1311	État et établissements nationaux	150 000.00 €	- €	150 000.00 €	37 500.00 €
13148	Autres communes	50 000.00 €	- €	50 000.00 €	12 500.00 €
1318	Autres	50 000.00 €	- €	50 000.00 €	12 500.00 €
Chapitre 20		**600 000.00 €**	**40 769.12 €**	**559 230.88 €**	**139 807.72 €**
2031	Frais d'études	333 910.88 €	4 680.00 €	329 230.88 €	82 307.72 €
2051	Concessions et droits similaires	266 089.12 €	36 089.12 €	230 000.00 €	57 500.00 €
Chapitre 204		**1 900 000.00 €**	**4 000.00 €**	**1 896 000.00 €**	**474 000.00 €**
204111	Subvention Etat	75 000.00 €	- €	75 000.00 €	18 750.00 €
2041481	Subvention autres communes	1 345 000.00 €	4 000.00 €	1 341 000.00 €	335 250.00 €
2041482	Subvention autres	305 000.00 €	- €	305 000.00 €	76 250.00 €
20422	Bâtiments et installations	175 000.00 €		175 000.00 €	43 750.00 €
Chapitre 21		**1 500 000.00 €**	**450 013.99 €**	**1 049 986.01 €**	**262 496.50 €**
21318	Autres bâtiments publics	877 993.14 €	397 393.14 €	480 600.00 €	120 150.00 €
21351	Bâtiments publics	95 570.66 €	14 320.66 €	81 250.00 €	20 312.50 €
217534	Réseau électricité	5 838.00 €	5 838.00 €	- €	- €
21828	Autres matériels de transport	105 000.00 €	- €	105 000.00 €	26 250.00 €
21838	Autre matériel informatique	142 405.93 €	12 405.93 €	130 000.00 €	32 500.00 €
21848	Autres matériels de bureau et mobiliers	68 390.84 €	13 290.84 €	55 100.00 €	13 775.00 €
2185	Matériel de téléphonie	7 541.48 €	2 541.48 €	5 000.00 €	1 250.00 €
2188	Autres	197 259.95 €	4 223.94 €	193 036.01 €	48 259.00 €
Chapitre 23		**38 296 281.00 €**	**9 497 568.49 €**	**28 798 712.51 €**	**7 199 678.13 €**
2315	Installations, matériel et outillage techniques	23 339 367.72 €	4 996 155.21 €	18 343 212.51 €	4 585 803.13 €
2317	Immobilisations reçues au titre d'une mise à disposition	14 956 913.28 €	4 501 413.28 €	10 455 500.00 €	2 613 875.00 €
Chapitre 26		**200 000.00 €**	**- €**	**200 000.00 €**	**50 000.00 €**
261	Titres de participation	200 000.00 €	- €	200 000.00 €	50 000.00 €
Chapitre 27		**1 700 000.00 €**	**- €**	**1 700 000.00 €**	**425 000.00 €**
2748	Autres prêts	1 700 000.00 €	- €	1 700 000.00 €	425 000.00 €
Chapitre 4581xxx		**4 000 000.00 €**	**194 238.46 €**	**3 805 761.54 €**	**951 440.39 €**
4581621	Travaux sous mandat Génie civil Télécom 2021	30 000.00 €	- €	30 000.00 €	7 500.00 €
4581622	Travaux sous mandat Génie civil Télécom 2022	128 155.94 €	78 155.94 €	50 000.00 €	12 500.00 €
4581623	Travaux sous mandat Génie civil Télécom 2023	609 378.30 €	9 378.30 €	600 000.00 €	150 000.00 €
4581624	Travaux sous mandat Génie civil Télécom 2024	1 300 000.00 €	- €	1 300 000.00 €	325 000.00 €
4581723	Travaux sous mandats Transition Energétique 2023	47 031.20 €	15 031.20 €	32 000.00 €	8 000.00 €
4581724	Travaux sous mandats Transition Energétique 2024	1 000 000.00 €	- €	1 000 000.00 €	250 000.00 €
4581822	Travaux sous mandats Eclairage Public 2022	300 275.40 €	275.40 €	300 000.00 €	75 000.00 €
4581823	Travaux sous mandats Eclairage Public 2023	321 397.62 €	91 397.62 €	230 000.00 €	57 500.00 €
4581824	Travaux sous mandats Eclairage Public 2024	250 000.00 €	- €	250 000.00 €	62 500.00 €
4581924	Travaux sous mandat Electricité 2024	13 761.54 €	- €	13 761.54 €	3 440.39 €

Budget annexe « ENR »

Articles	Intitulé	Budget Primitif 2024 avec virements de crédits et décisions modificatives (1)	Crédits Restes à Réaliser 2023/2024 (2)	Nouveaux crédits 2024 (1) - (2)	Ouverture de crédits 2025
Chapitre 20		**23 250.00 €**	**- €**	**23 250.00 €**	**5 812.50 €**
2031	Frais d'étude	23 250.00 €	- €	23 250.00 €	5 812.50 €
Chapitre 23		**2 034 642.74 €**	**151 140.60 €**	**1 883 502.14 €**	**470 875.54 €**
2315	Installations, matériel et outillage techniques	2 034 642.74 €	151 140.60 €	1 883 502.14 €	470 875.54 €

Budget annexe « Mobilité Durable »

Articles	Intitulé	Budget Primitif 2024 avec virements de crédits et décisions modificatives (1)	Crédits Restes à Réaliser 2023/2024 (2)	Nouveaux crédits 2024 (1) - (2)	Ouverture de crédits 2025
Chapitre 21		**150 000.00 €**	**1 141.14 €**	**148 858.86 €**	**37 214.72 €**
2188	Autres	150 000.00 €	1 141.14 €	148 858.86 €	37 214.72 €
Chapitre 23		**3 019 870.00 €**	**712 171.20 €**	**2 307 698.80 €**	**576 924.70 €**
2315	Installations, matériel et outillage techniques	3 019 870.00 €	712 171.20 €	2 307 698.80 €	576 924.70 €

➔ *Afin d'assurer le bon fonctionnement des services, il appartiendra au Comité Syndical de se prononcer sur cette l'application de ces dispositions, avant le vote des budgets 2025.*

B-4. Durée d'amortissement des immobilisations

Pour mémoire, le Comité Syndical du 28 mars 2024 a délibéré pour fixer les durées d'amortissement des immobilisations en propriété du syndicat rattachées au budget principal et aux deux budgets annexes « Energies renouvelables » et « Mobilité durable ».

Les immobilisations concernent l'exercice des compétences statutaires notamment des réseaux d'électricité, de l'éclairage public, des panneaux photovoltaïques, des réseaux techniques de chaleur, des installations de bornes de recharge, des installations générales et agencements, des matériels bureautiques et informatiques …

La Paierie départementale demande d'imputer certaines dépenses d'investissement sur des comptes d'immobilisations qui ne sont pas utilisés jusqu'à présent par le SDEC ÉNERGIE. Il n'y a donc pas de durée d'amortissements proposées sur ces comptes.

Il convient donc d'actualiser les tableaux de comptes d'immobilisation et des amortissements correspondants du budget principal et des budgets annexes.

Les propositions de mise à jour des tableaux sont mentionnées en bleu.

➢ **Budget principal - Instruction budgétaire et comptable M57 :**

COMPTE	COMPTE AMORTISSEMENT ASSOCIE	LIBELLE	DUREE D'AMORTISSEMENT EN ANNEE
20 - IMMOBILISATIONS INCORPORELLES			
2031	28031	Frais d'études	1
20411x	280411x	Subventions d'équipement versées – Etat	1
20414x	280414x	Subventions d'équipement versées - Communes	1
20415x	280415x	Subventions d'équipement versées - Groupements de collectivités	1
2042x	28042x	Subventions d'équipement versées - Personne de droit privé	1
2051	28051	Concessions et droits similaires	5
21 - IMMOBILISATIONS CORPORELLES			
21318	281318	Construction des autres bâtiments publics – *Réseaux techniques de chaleur*	30
21351	281351	Installations générales, agencements, aménagements des constructions des bâtiments publics	10
2152	28152	Installations de voirie – *Stations de recharge d'hydrogène*	10
21534	281534	Réseaux d'électrification – *Sécurisation, raccordement, extension, effacement hors éclairage et hors génie civil*	40
21538	281538	Autres réseaux – *Génie civil*	20
21538	281538	Autres réseaux - *Réseaux techniques de chaleur*	30
2158	28158	Autres installations, matériel et outillage techniques	5
217318	2871318	Constructions d'autres bâtiments publics au titre d'une mise à disposition – *Réseaux techniques de chaleur*	30
217534	2817534	Constructions de réseaux d'électrification au titre d'une mise à disposition – *Réseau d'éclairage public*	30
217534	2817534	Constructions de réseaux d'électrification au titre d'une mise à disposition - *Réseau de Signalisation Lumineuse*	30
21568	281568	Autres matériels et outillages d'incendie et défense civile	1
21828	281828	Autres matériels de transport	5
21838	281838	Autres matériels informatiques	3
21848	281848	Autres matériels de bureau et mobiliers	10
2185	28185	Matériel de téléphonie	2
2188	28188	Autres	5

➢ **Budget annexe « Energies Renouvelables » - Instruction budgétaire et comptable M4 :**

COMPTE	COMPTE AMORTISSEMENT ASSOCIE	LIBELLE	DUREE D'AMORTISSEMENT EN ANNEE
21 - IMMOBILISATIONS CORPORELLES			
2031	28031	Frais d'études	1
2051	28051	Concessions et droits assimilés	5
2138	28138	Autres constructions - *Réseaux de chaleur*	30
2153	28153	Installations à caractère spécifique - *Panneaux photovoltaïques*	20
2153	28153	Installations à caractère spécifique – *Réseaux de chaleur*	30
21753	281753	Installations à caractère spécifique au titre d'une mise à disposition – *Panneaux photovoltaïques*	20

➢ **Budget annexe « Mobilité Durable » - Instruction budgétaire et comptable M4 :**

COMPTE	COMPTE AMORTISSEMENT ASSOCIE	LIBELLE	DUREE D'AMORTISSEMENT EN ANNEE
21 - IMMOBILISATIONS CORPORELLES			
2031	28031	Frais d'études	1
2051	28051	Concessions et droits assimilés	5
2153	28153	Installations à caractère spécifique - *Infrastructures de recharge pour véhicules électriques*	15
2153	28153	Installations à caractère spécifique - *Stations de recharge d'hydrogène*	15
21753	281753	Installations à caractère spécifique au titre d'une mise à disposition	10
2188	28188	Autres immobilisations corporelles	5

Les modalités d'amortissement restent inchangées et sont reprises dans la délibération, disponible sous OXYAD.

➔ *Il appartiendra au Comité Syndical de se prononcer sur cette proposition de mise à jour des comptes d'immobilisations.*

B-5. Budget Principal 2024 – Décision Modificative n°4

Le Bureau Syndical proposera au Comité Syndical une décision modificative du Budget Principal voté le 28 mars 2024, permettant de régulariser les écritures comptables pour équilibrer la section de fonctionnement.

En effet, le produit des cessions d'immobilisations au budget primitif 2024, inscrit en recettes de fonctionnement au chapitre 77 et à l'article 775 « produits de cessions », pour un montant de 5 000 €, doit être affecté en recettes de la section d'investissement au chapitre 024 « produits de cessions d'immobilisations ».

Cette décision modificative n°4 modifierait les crédits budgétaires comme suit :

Section	Sens	Chapitre	Article	Montant de l'article avant DM	Montant de la DM	Montant de l'article après DM
Fonctionnement	Recettes	77	775	5 000.00 €	- 5 000.00 €	0.00€
	Dépenses	023	Sans objet	13 472 521.00 €	- 5 000.00 €	13 467 521.00 €
Investissement	Recettes	021	Sans objet	13 472 521.00 €	- 5 000.00 €	13 467 521.00 €
	Recettes	024	Sans objet	0 €	+ 5 000.00 €	5 000.00 €

➔ *Il appartiendra au Comité Syndical d'accepter cette proposition de décision modificative n°4 du budget principal 2024.*

C – CONCESSIONS GAZ

C-1. Convention de mise à disposition des données numériques géoréférencées - Moyenne Echelle

Pour rappel, par délibération en date du 19 septembre 2019, le Comité Syndical a approuvé la signature d'une convention relative à la cartographie à moyenne échelle des ouvrages des réseaux publics de distribution de distribution publique de gaz naturel, pour une durée de 5 ans.

Cette convention étant arrivée à son terme, il est proposé de conclure une nouvelle convention.

Cette nouvelle convention, dont le projet est joint en ***annexe C p 31,*** comme la précédente définit les modalités de communication des données numérisées des infrastructures de distribution de gaz naturel concédées.

D'une durée de 3 ans, elle prévoit la communication des données cartographique à moyenne échelle de tous les réseaux de distribution de gaz naturel concédés, qu'elle que soit la convention de concession concernée (la convention de concession syndicale en date du 17 décembre 1997, les concessions communales de Langrune sur Mer, Hermival les Vaux et Le Breuil en Auge, les concessions en date du 22 septembre 2005, du 2 juin 2006, du 26 octobre 2007 et du 26 décembre 2017).

Conformément aux dispositions de l'article L.1411-7 du CGCT, le projet de convention a été mis à disposition des représentants au Comité Syndical, dès le 26 novembre 2024.

➔ *Il appartiendra au Comité Syndical d'accepter cette proposition de nouvelle convention à l'approbation du Comité Syndical du 12 décembre 2024.*

C-2. Convention pour un réseau de distribution de gaz vecteur de la décarbonation des territoires

Pour rappel, le 6 octobre 2021 le SDEC ÉNERGIE et GRDF ont conclu, pour une durée de 3 ans, une convention de partenariat pour un réseau de distribution de gaz vecteur de la transition énergétique.

Dans l'intérêt du SDEC ÉNERGIE de participer à toutes actions tendant à décarboner le réseau de distribution de gaz, le Bureau Syndical proposera de reconduire le partenariat mis en œuvre dans le cadre de la convention initiale, arrivé à son terme le 6 octobre dernier.

Le nouveau projet de convention cadre de partenariat pour un réseau de distribution de gaz vecteur de la décarbonation des territoires » a été mis à disposition des membres du Comité Syndical, dès le 26 novembre 2024, conformément aux dispositions de l'article L.1411-7 du CGCT. Il est joint en ***annexe D p 35*** de la présente note.

Cette convention a pour objet d'établir un programme de travail commun entre le SDEC ÉNERGIE et GRDF pour les trois prochaines années, afin de faire du réseau de distribution de gaz, un vecteur de la décarbonation des territoires.

Elle conserve l'objectif de :

1. Favoriser le développement du biométhane et l'injection de gaz vert dans le réseau gaz ;
2. Mettre en valeur les usages du gaz notamment dans la mobilité durable, dans un contexte de verdissement du réseau gaz ;
3. Œuvrer pour un réseau gaz accessible, de qualité et sécurisé.

➔ *Il appartiendra au Comité Syndical d'accepter ce projet de convention.*

D – CONCESSION ELECTRICITE

D-1. Prolongation de la durée de conventions liées au contrat de concession (PCT – Echanges – VRG)

Pour rappel, Enedis, EDF et le SDEC ÉNERGIE ont conclu, le 29 juin 2018, un nouveau contrat 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 trente ans.

Plusieurs conventions associées au contrat de concession ont été conclues. Certaines d'entre elles arrivent à leur terme.

Il s'agit notamment des conventions suivantes :

- La convention relative aux modalités de calcul et de versement de la PCT qui fixe les modalités liées au remboursement de la Part couverte par le Tarif (PCT).
- La convention d'échanges dans le cadre de l'exécution des travaux du SDEC ÉNERGIE.
- La convention relative à la valorisation par le Concessionnaire des ouvrages construits sous la maitrise d'ouvrage de l'Autorité concédante (convention VRG - Valorisation des Remises Gratuites des ouvrages).

Ces conventions arrivant à leur terme le 31 décembre prochain, il sera proposé de les prolonger de deux ans soit, jusqu'au 31 décembre 2026, pour ce qui concerne la PCT et d'un an soit, jusqu'au 31 décembre 2025 pour les deux autres conventions.

Ces projets d'avenants, joints en ***annexes E, F et G p 41, 43 et 45***, ont été mis à disposition des membres du Comité Syndical, dès le 26 novembre 2024, conformément aux dispositions de l'article L.1411-7 du CGCT.

➔ *Il appartiendra au Comité Syndical d'accepter ces projets d'avenants.*

D-2. Convention pour un référentiel commun Terme I

La convention de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs règlementés de vente conclue le 29 juin 2018 prévoit le versement d'une redevance de concession en deux parties :

- une redevance dite de fonctionnement « R1 »,
- et une redevance dite d'investissement « R2 ».

La redevance R2 fait intervenir un certain nombre de valeurs, dont le terme I.

Le terme I, représente le montant des dépenses d'investissement permettant de mettre en œuvre les dispositions légales relatives à la transition énergétique afin de différer ou d'éviter le renforcement du réseau public de distribution concédé.

Ces dépenses portent notamment sur des investissements sur le réseau d'éclairage public répondant à plusieurs conditions d'éligibilité.

Les dépenses hors taxes prisent en compte pour la redevance de l'année N sont celles mandatées au titre de l'année pénultième par le SDEC ÉNERGIE, mais aussi celles de ses membres (communes ou EPCI).

ENEDIS et le SDEC ÉNERGIE ont signé le 22 décembre 2022 une convention pour un référentiel commun – Terme I, jusqu'au 31 décembre 2026.

La FNCCR Enedis et France Urbaine ont conclu, le 20 novembre dernier, un avenant n°1 à l'accord cadre national relatif aux investissements éligibles au terme I de la part R2 de la redevance de concession conclu le 28 juin 2019.

La conclusion de cet avenant emporte abrogation de plein droit de la convention locale (article 5 de la convention en vigueur : « *La présente convention sera résiliée de plein droit, 1 mois après la conclusion d'un nouvel accord-cadre national se substituant à l'accord national en date du 28 juin 2019 précisant les conditions d'éligibilité des dépenses d'investissement au terme I de la part R2 de la redevance de concession* »).

Dans ces conditions, le Bureau Syndical proposera d'approuver la conclusion d'une nouvelle convention pour une entrée en vigueur au 1er janvier 2025, jusqu'au 31 décembre 2026. Cette convention prend notamment en compte les apports de l'avenant n°1 susmentionné.

Ainsi, par rapport à sa version antérieure, les apports de cette nouvelle convention concernent la définition des investissements susceptibles d'entrer dans l'assiette du terme I et le report possible de cette assiette sur l'exercice suivant :

1. Les dépenses d'investissements éligibles excédant le plafond du terme I en année n peuvent être reportées en année n+1 dans la limite du plafond fixé en n+1.
2. Les horloges astronomiques qui communiquent avec un système centralisé permettant une programmation (journalière, hebdomadaire ou annuelle) et une reprogrammation à distance, ainsi que les horloges couplées avec un variateur de tension entrent dans l'assiette des investissements éligibles.
3. Les coûts de géoréférencement des ouvrages d'éclairage public créés ou modifiés du fait de la réalisation de travaux fatals entrent dans l'assiette des investissements éligibles.
4. Les illuminations de bâtiments bordant les voies publiques et contribuant à leur éclairage, dans la mesure où ces illuminations fonctionnent aux mêmes horaires que l'éclairage public et en tiennent lieu entrent dans l'assiette des investissements éligibles.
5. Les investissements réalisés sous maîtrise d'ouvrage publique pour l'éclairage public de voies privées ouvertes à la circulation publique sont éligibles au terme I.

Ce projet de convention (***annexe H p 46***) a été mis à disposition des membres du Comité Syndical, dès le 26 novembre 2024, conformément aux dispositions de l'article L.1411-7 DU CGCT.

➔ *Il appartiendra au Comité Syndical d'accepter ce projet de convention.*

D-3. Convention d'Analyse d'Impact Scénarisée

La convention, proposée en ***annexe I p 52,*** a pour objet, sur le périmètre de la Communauté de Communes Vallées de l'Orne et de l'Odon, de déterminer sur la base de scénarios prospectifs de planification énergétique du territoire étudié, leurs impacts sur le réseau public de distribution d'électricité (RPD).

Au titre de cette convention, Enedis s'engage à réaliser gracieusement cette étude, les partenaires s'engageant à fournir les données d'entrée des deux scénarios qu'ils ont déterminés.

Le livrable prendra la forme de cartographies présentant les impacts sur le réseau public de distribution à l'échelle de la maille IRIS et/ou de la Commune et permettant d'évaluer le niveau d'impact sur les Postes de Distribution Publique, les lignes HTA et les transformateurs Postes Sources.

Considérant qu'il est dans l'intérêt des parties de mesurer et de comparer les impacts sur le réseau public de distribution des scénarios proposés, la convention prendra effet à la date de sa signature et prendra fin soit à la remise de l'AIS, soit un an après sa signature.

Conformément aux dispositions de l'article L.1411-7 du CGCT, le projet de convention a été mis à disposition des représentants au Comité Syndical, dès le 26 novembre 2024.

➔ *Il appartiendra au Comité Syndical d'accepter ce projet de convention.*

D-4. Nouveau barème de raccordement au réseau public d'électricité

En sa qualité d'autorité organisatrice des missions de service public d'électricité, le SDEC ÉNERGIE est appelé à être maître d'ouvrage de travaux pour le développement du réseau.

Les méthodes de calcul, utilisées par le SDEC ÉNERGIE, pour établir les barèmes pour la facturation des opérations de raccordement dont il assure la maîtrise d'ouvrage, ont été notifiées à la Commission de Régulation de l'Energie (CRE).

Conformément à l'article L. 342-10 du code de l'énergie et, n'ayant pas fait l'objet d'une opposition de la CRE dans un délai de trois mois à compter de sa notification, le dernier barème est entré en vigueur en 2021.

N'ayant pas subi d'évolution de prix depuis, les élus de la commission proposent de mettre à jour le barème de facturation qui sera appliqué par le SDEC ÉNERGIE aux opérations de raccordement réalisées sous sa maîtrise d'ouvrage.

Comme les barèmes précédents, ce nouveau barème de raccordement est largement inspiré du nouveau barème V7 d'Enedis applicable depuis le 3 août 2024, approuvé par la CRE. Néanmoins, dans le cas du calcul au barème forfaitaire, le SDEC ÉNERGIE souhaite maintenir l'application sur l'ensemble du territoire de la zone A.

Également à la différence d'Enedis, il n'est pas prévu d'appliquer un barème forfaitaire pour la création d'un poste HT/BT compte tenu de l'évolution non maitrisé des coûts des postes et transformateurs.

Les principaux rappels et principales modifications du barème se synthétisent comme suit :

<table>
<tr><th>Le raccordement nécessite</th><th>Raccordement individuel
Basse Tension
≤ 36 KVa</th><th>Raccordement individuel
Basse Tension
> 36 KVa et ≤ 250 KVa</th></tr>
<tr><td rowspan="2">Une extension basse tension jusqu'à 3 PDL au-delà de 3 PDL, calcul au coût réel des travaux</td><td colspan="2">Formule de calcul :
$E = (1-r)(Cf_E + L_E \times Cv_E)$
r = réfaction tarifaire sur l'extension (0,40)
Cf_E = part fixe
L_E = longueur de l'extension BT nouvellement créée selon un tracé techniquement et administrativement réalisable
Cv_E = part variable en domaine public</td></tr>
<tr><td>Augmentation de 28,75 %
<table><tr><td rowspan="2">ZONE A</td><td colspan="2">Cf_E</td><td colspan="2">Cv_E par mètre</td></tr><tr><td>HT</td><td>TTC</td><td>HT</td><td>TTC</td></tr><tr><td>2 509,00 €</td><td>3 010,80 €</td><td>103,00 €</td><td>123,60 €</td></tr></table></td><td>Augmentation de 32,95 %
<table><tr><td rowspan="2">ZONE A</td><td colspan="2">Cf_E</td><td colspan="2">Cv_E par mètre</td></tr><tr><td>HT</td><td>TTC</td><td>HT</td><td>TTC</td></tr><tr><td>2 547,00 €</td><td>3 056,40 €</td><td>127,00 €</td><td>152,40 €</td></tr></table></td></tr>
<tr><td>La création d'un poste de transformation HTA/BT</td><td colspan="2">Chiffrage sur devis au coût réel des travaux sur la base du bordereau SDEC ÉNERGIE en vigueur</td></tr>
<tr><td>Un renforcement</td><td colspan="2">Financement SDEC ÉNERGIE</td></tr>
</table>

Le barème de facturation est présenté en ***annexe J p 62***.

➔ *Il appartiendra au Comité Syndical d'accepter cette proposition.*

PROCES-VERBAL DU COMITE SYNDICAL DU 10 OCTOBRE 2024

L'an deux mille vingt-quatre, le 10 octobre, le Comité Syndical du Syndicat Départemental d'Energies du Calvados, légalement convoqué le 4 octobre 2024, s'est réuni, à 14h, en séance publique, dans la salle Normandie de la CCI Caen Normandie à Saint-Contest, sous la présidence de Madame Catherine GOURNEY-LECONTE, Présidente.

Etaient présents :

COLLEGE		REPRESENTANTS	
		NOM	PRENOM
1.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	ASMANT	Alain
2.	CU CAEN LA MER	BALAS	Jean-Pierre
3.	LISIEUX NORMANDIE	BAREAU	Anne-Marie
4.	LISIEUX NORMANDIE	BAUCHET	Roland
5.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	BAZIN	Hervé
6.	COEUR COTE-FLEURIE	BENOIST	Claude
7.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	BERGAR	Dominique
8.	CU CAEN LA MER	BERT	Jean
9.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	BERTAIL	Etienne
10.	CU CAEN LA MER	BERTHAUX	Thierry
11.	VAL ES DUNES	BIZET	Michel
12.	CU CAEN LA MER	BORDAIS	Martial
13.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	BOUGAULT	Rémi
14.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	BOUJRAD	Abderrahman
15.	CU CAEN LA MER	BOURDON	Alain
16.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ÉNERGIE	CAPOËN	Philippe
17.	CU CAEN LA MER	CASSIGNEUL	Cédric
18.	LISIEUX NORMANDIE	CHÉRON	Denis
19.	LISIEUX NORMANDIE	COURCHAI	Pierre
20.	CU CAEN LA MER	COUTANCEAU	Bruno
21.	CU CAEN LA MER	DEROO	Fabrice
22.	CU CAEN LA MER	DESMEULLES	Alain
23.	CU CAEN LA MER	DOUARD	Alain
24.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	FARIDE	François
25.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	FIEFFE	Patricia
26.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	FLEURY	Catherine
27.	PAYS DE FALAISE	FOUCAULT	Patrick
28.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	FURDYNA	Hubert
29.	CU CAEN LA MER	GANCEL	David
30.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	GERMAIN	Patrice
31.	EPCI	GOBE	Alain
32.	CU CAEN LA MER	GODEFROY	Bruno
33.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	GODIER	Edith
34.	TERRE D'AUGE	GOHIER	Armand
35.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	GOURNEY-LECONTE	Catherine
36.	SEULLES - TERRE ET MER	GUELLE	Jean-Denis
37.	CU CAEN LA MER	GUENNOC	Jean-Yves
38.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ÉNERGIE	GUILLEMIN	Jean-Marie
39.	EPCI	GUILLEMOT	Jean-François
40.	COEUR DE NACRE	GUILLOUARD	Jean-Luc
41.	SEULLES - TERRE ET MER	GUIMBRETIÈRE	Hervé
42.	COEUR DE NACRE	JOUY	Franck
43.	CU CAEN LA MER	KANZA MIA DIYEKA	Théophile
44.	EPCI	LAGALLE	Philippe
45.	CU CAEN LA MER	LANGLOIS	Jérôme
46.	CU CAEN LA MER	LE BRUN	Jean-Yves
47.	CU CAEN LA MER	LEBORGNE	Hubert
48.	CU CAEN LA MER	LECERF	Marc
49.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	LECONTE	Jean-Claude
50.	CU CAEN LA MER	LEFEVRE-PROKOP	Nadine
51.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	LEMAIRE	Jean-Paul
52.	CU CAEN LA MER	LEMARIE	Yvon
53.	BAYEUX INTERCOM	LEPAULMIER	Jean
54.	PAYS DE FALAISE	LEROY	Eric
55.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	MALOISEL	Gilles
56.	LISIEUX NORMANDIE	MARIE	Alain
57.	CU CAEN LA MER	MARIE	Lionel
58.	COEUR DE NACRE	MAROS	Patrick
59.	CU CAEN LA MER	MATHON	Patrice
60.	CU CAEN LA MER	MAUGER	Didier
61.	CU CAEN LA MER	MAURY	Richard
62.	CU CAEN LA MER	MONSIMIER	Philippe
63.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	MONTAIS	Jean-Pierre
64.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	MULLER	Jean-Michel
65.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ÉNERGIE	PATINET	Sébastien
66.	CU CAEN LA MER	POULAIN	Jean-Paul
67.	CU CAEN LA MER	PRIEUX	Alain
68.	VAL ES DUNES	QUILLET	Jean-Pierre
69.	BAYEUX INTERCOM	RAFFRAY	Gilbert
70.	CU CAEN LA MER	RIBALTA	Ghislaine
71.	CU CAEN LA MER	RICCI	Serge
72.	TERRE D'AUGE	RIOU	Corentin
73.	PRE BOCAGE INTERCOM	RUON	Vincent
74.	COEUR DE NACRE	SAGET	Thierry
75.	EPCI	SAINT LO	Patrick
76.	LISIEUX NORMANDIE	SAVIN	Jean-Bruno
77.	LISIEUX NORMANDIE	TARGAT	Dany
78.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	TOUILLON	Pascal
79.	CU CAEN LA MER	TRANCHIDO	Alain
80.	CU CAEN LA MER	VARLET	Gérard
81.	COEUR COTE-FLEURIE	VAUTIER	Dominique
82.	CU CAEN LA MER	ZANOVELLO	Jackie

Etaient absents ou excusés :

COLLEGE		REPRESENTANTS	
		NOM	PRENOM
1.	CU CAEN LA MER	ALLAIRE	Stanislas
2.	COEUR COTE-FLEURIE	AMER	Nizar
3.	CU CAEN LA MER	AUDRIEU	Alain
4.	CU CAEN LA MER	BAIL	Romain
5.	PRE BOCAGE INTERCOM	BAZIN	Philippe
6.	PAYS DE FALAISE	BENOIT	Dominique
7.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	BÉRARD	Gilles
8.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	BERTIN	Guy
9.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	BLANCHETIERE	Marcel
10.	LISIEUX NORMANDIE	BONHOMME	Valentin
11.	CU CAEN LA MER	BOUILLON	Jean-Pierre
12.	CU CAEN LA MER	BOYER	Patrick
13.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	BURNEL	Eric
14.	LISIEUX NORMANDIE	CAILLOT	Michel
15.	PAYS DE FALAISE	CHAUVET	Sébastien
16.	LISIEUX NORMANDIE	COLAS	Richard
17.	LISIEUX NORMANDIE	DALLOCCHIO	Jean-Pierre
18.	PAYS DE FALAISE	DAVID	Johannes
19.	CU CAEN LA MER	DE WINTER	Damien
20.	BAYEUX INTERCOM	DELOMEZ	Xavier
21.	CU CAEN LA MER	DELVAL	Gilles
22.	LISIEUX NORMANDIE	DUJARDIN	Fabrice
23.	CU CAEN LA MER	DURAN	Marc
24.	CU CAEN LA MER	ESCACH	Nicolas
25.	VAL ES DUNES	EUDE	Christophe
26.	CU CAEN LA MER	GUÉGUÉNIAT	Franck

PROJET

ANNEXE A

27.	CU CAEN LA MER	GUERIN	Daniel
28.	PAYS DE FALAISE	HEURTIN	Jean-Yves
29.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	HUE	Sonia
30.	CU CAEN LA MER	JOLY	Françis
31.	COEUR DE NACRE	LARSONNEUR	Bertrand
32.	BAYEUX INTERCOM	LAUNAY-GOURVES	Olivier
33.	PRE BOCAGE INTERCOM	LE BOULANGER	Christophe
34.	VAL ES DUNES	LE FOLL	Alain
35.	PRE BOCAGE INTERCOM	LE MAZIER	Michel
36.	CU CAEN LA MER	LE PIFRE	Sophie
37.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	LEBOURGEOIS	Michel
38.	CU CAEN LA MER	LECAPLAIN	Patrick
39.	PRE BOCAGE INTERCOM	LECHAT	Anthony
40.	LISIEUX NORMANDIE	LEGRAIN	Gilles
41.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	LEVEQUE	Anthony
42.	CU CAEN LA MER	LIZORET	Didier
43.	CU CAEN LA MER	LOUVET	Vincent
44.	CU CAEN LA MER	MARIE	Mickaël
45.	CU CAEN LA MER	MARIE	Philippe
46.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	MOREL	Jean-François
47.	CU CAEN LA MER	MULLER DE SCHONGOR	Isabelle
48.	CU CAEN LA MER	PHILIPPE	Jean-Marc
49.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	PITRAYES	Nicolas
50.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	POISSON	Cédric
51.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	RANSON	Anne-Marie
52.	CU CAEN LA MER	RENARD	Nicolas
53.	COEUR COTE-FLEURIE	REVERT	David
54.	CU CAEN LA MER	SAINT	Thierry
55.	TERRE D'AUGE	THIERRY	Linda
56.	CU CAEN LA MER	THOMAS	Angèle
57.	CU CAEN LA MER	WILLAUME	Ludwig

Autres excusés ayant donné pouvoirs :

	Représentant donnant pouvoir	COLLEGE	Représentant recevant pouvoir	COLLEGE
1.	Emmanuel BELLÉE	CU CAEN LA MER	COUTANCEAU Bruno	CU CAEN LA MER
2.	Céline COLLET	CU CAEN LA MER	CHÉRON Denis	LISIEUX NORMANDIE
3.	Henri GIRARD	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	GOURNEY-LECONTE Catherine	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU
4.	Daniel GUERIN	EPCI	SAGET Thierry	COEUR DE NACRE
5.	Sébastien LECLERC	LISIEUX NORMANDIE	COURCHAI Pierre	LISIEUX NORMANDIE
6.	Marc MILLET	CU CAEN LA MER	BORDAIS Martial	CU CAEN LA MER
7.	Françoise PARIS	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	GODIER Edith	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON
8.	Lucie TANQUEREL	BAYEUX INTERCOM	LEPAULMIER Jean	BAYEUX INTERCOM

ACCUEIL DES REPRESENTANTS

Madame la Présidente souhaite la bienvenue aux représentants présents à ce Comité Syndical et remercie chacun d'entre eux pour cette mobilisation qui permet d'atteindre le quorum.

Avant de débuter la séance, Madame la Présidente propose de respecter une minute de silence en hommage à Monsieur Gérard POULAIN, Vice-Président en charge des travaux sur les réseaux publics d'électricité, décédé le 8 septembre dernier.

Minute de silence.

ORDRE DU JOUR

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE indique que l'ordre du jour est conforme à la convocation qui a été adressée à chacun des représentants du Comité Syndical le 4 octobre dernier :

- **Rapport de la Présidente**
  - Approbation du procès-verbal de la séance du 20 juin 2024,
  - Compte-rendu des décisions de la Présidente en vertu des délégations du Comité Syndical,
  - Groupement d'achat d'énergie - Marché 2025 et perspectives 2026
  - Agenda du Comité Syndical,
  - Etat des transferts de compétences,
  - Adhésions au SDEC ÉNERGIE dans le cadre du transfert de la compétence « Eclairage Public ».
- **Finances**
  - Budget Principal - Décision Modificative n°1 – Chapitre 002,
  - Budget principal - Décision modificative n°2 – Chapitre 012,
  - Budget principal - Décision modificative n°3 – Chapitre 65,
  - Budget annexe « Mobilité Durable » - Décision modificative n°1 – Chapitre 011,
  - Financement des participations des membres aux travaux par fonds de concours.
- **Concession Electricité**
  - Bilan du rapport de contrôle ENEDIS/EDF 2023 – Données 2022,
  - PPI 2023-2026 - Présentation du bilan du PA 2023 et des perspectives du PA 2024.

PRESENTATION DE LA TRIBUNE

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

- Monsieur Philippe LAGALLE, Vice-président en charge de l'administration générale, des finances, de la cartographie et des usages numériques,
- Monsieur Rémi BOUGAULT, Vice-président en charge des concessions Electricité et Gaz,
- Monsieur Alban RAFFRAY, Directeur Général des Services.

NOMINATION DU SECRETAIRE DE SEANCE

Monsieur Patrice GERMAIN, représentant la Commission Locale d'Energie de NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE, est nommé secrétaire de séance.

RAPPORT DE LA PRESIDENTE

APPROBATION DU PROCES-VERBAL DE LA SEANCE DU 20 JUIN 2024

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE soumet au Comité Syndical le procès-verbal de la réunion du 20 juin 2024, transmis aux représentants, en annexe de la note de synthèse, jointe à leur convocation.

Le Comité Syndical adopte le procès-verbal de la séance du 20 juin 2024, sans aucune observation.

PROJET

MODALITES DES VOTES

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

Le Comité Syndical valide le vote à main levée.

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

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE rend compte des décisions prises, depuis le 28 mars 2024, en vertu de la délégation du Comité Syndical du 30 mars 2023, à savoir :

Objet			
Transition Energétique	Conseil en Energie Partagé	Niveau 1	Adhésion des communes de Baron-sur-Odon, Cabourg, Dialan-sur-Chaîne, Herouvillette, Jort, Saint-Martin-de-Bienfaite-la-Cressonnière et Vire-Normandie
		Niveau 2	Adhésion des communes de Ablon, Baron-sur-Odon, Cabourg, Caumont-sur-Aure, Dialan-sur-Chaîne, Hérouvillette, Jort, Saint-Martin-de-Bienfaite-la-Cressonnière, Saint-Pierre-des-Ifs et Vire-Normandie
	Compétence Contribution à la Transition Energétique		Validation du financement du plan d'actions 2024 de Trévières
			Complément au plan d'actions 2024 de la commune de Valdallière
	Convention de partenariat avec la Communauté de Communes du Pays de Falaise et la ville de Falaise pour le prêt de l'exposition nomade "2050" dans le cadre d'un accompagnement PACTE		
Mobilités bas carbone	Acquisition d'un véhicule électrique utilitaire neuf - Aides Financières - Commune de Mouen		
	Acquisition d'un véhicule électrique neuf - Aides financières - Communauté de communes Isigny-Omaha Intercom		
Finances	Virement de crédits n° 1-2024 - Budget principal - Lié aux opérations sous mandat « génie civil télécommunication 2022 »		
	Virement de crédits n° 2-2024 - Budget principal- Lié aux opérations sous mandat « Transition Energétique 2023 »		
	Virement de crédits n° 3-2024 - Budget principal- Lié aux opérations sous mandat « Génie civil Télécom 2021 »		
Marchés publics	Réparation et entretien des véhicules du SDEC ÉNERGIE		

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

Le Comité Syndical prend acte de l'ensemble des décisions présentées, mises en œuvre et publiées depuis le 20 juin 2024.

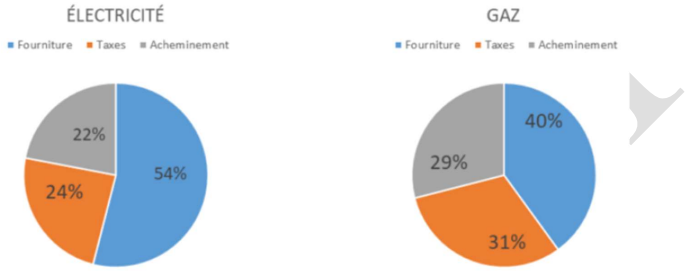
2024-04/CS/PV
Syndicat départemental d'énergies du Calvados

GROUPEMENTS D'ACHATS D'ENERGIE – MARCHE 2025 ET PERSPECTIVES 2026

Madame la Présidente propose au Comité Syndical de revenir sur le groupement d'achat d'énergie pour une présentation des prises de position pour 2025 et des perspectives pour l'année 2026.

Elle remercie l'ensemble des membres de la CAO, qui, de manière hebdomadaire, se réunissent depuis plusieurs mois pour acheter ces énergies.

Monsieur Alban RAFFRAY présente, sur la base de schémas de l'Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz naturel de la CRE, la composition au 1er janvier 2024 d'une facture en précisant que la mise en concurrence ne porte que sur la partie Fourniture :



Monsieur le Directeur Général des Services présente, l'évolution des prix du gaz et de l'électricité attendue entre 2024 et 2026 :

Le prix du gaz devrait amorcer une baisse en 2025, (le prix du MWh est attendu autour des 54€). Cette baisse devrait se confirmer en 2026 avec un prix négocié à environ 46€/MWh. Cela devrait se traduire en 2025 par une baisse de la facture d'environ - 8 %.

L'évolution des prix de l'électricité est plus complexe car elle dépend de différents paramètres (prix des marchés mais aussi prix de valorisation de l'ARENH, taux d'écrêtement, ...) ; une estimation assez précise des prix 2025 et 2026 est tout de même proposée. Même si ceux-ci peuvent encore varier, la tendance reste celle d'une diminution importante des prix de fournitures

Le mécanisme de l'ARENH, dans sa forme actuelle, prend fin au 31 décembre 2025. A ce stade, nous ne disposons pas d'éléments suffisants pour envisager son remplacement par un dispositif aussi intéressant pour les membres du groupement. Nous prévoyons donc un scénario pessimiste en 2026 qui se traduit par le non-remplacement du mécanisme de l'ARENH et donc par une sensible reprise à la hausse des prix de fourniture, qui resteront tout de même à un niveau deux fois moins élevé que ceux de 2024.

Dans le cadre du marché 2025, l'estimation de l'impact sur la facture du prix moyen estimé de l'énergie pour l'électricité ente -20 et -25%.

Le Comité Syndical prend acte de ces communications.

PROJET

AGENDA DU COMITE SYNDICAL

Pour permettre à chacun de s'organiser au mieux et de réserver, notamment, les dates des réunions du Comité Syndical à l'avance, Madame la Présidente confirme les dates des assemblées plénières pour toute l'année 2025, à savoir :

- **Jeudi 6 février 2025 – 14 h** – Salle Normandie de la CCI Caen Normandie à Saint-Contest.
- **Jeudi 27 mars 2025 – 14 h** – Salle Normandie de la CCI Caen Normandie à Saint-Contest.
- **Jeudi 5 juin 2025 – 14 h** – Salle Normandie de la CCI Caen Normandie à Saint-Contest.
- **Jeudi 9 octobre 2025 – 14 h** – Salle Normandie de la CCI Caen Normandie à Saint-Contest.
- **Jeudi 18 décembre 2025 – 14 h** – Salle Normandie de la CCI Caen Normandie à Saint-Contest.

Le Comité Syndical prend acte de ces prochaines échéances.

DECOMPTE DES PRESENTS

Madame la Présidente annonce l'état des présents ainsi que les pouvoirs réceptionnés, listés précédemment :

	Votes d'intérêt commun
Représentants	152
Représentants en exercice*	147
Quorum atteint à partir de	74
Présents	82
Pouvoirs	7
Total des votants	89

** Dans l'attente du remplacement de MM. Gaëtan GERVAISE, Christophe MORIN et Jean-Luc VERET des collèges de BAYEUX INTERCOM, VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON et SEULLES, TERRE ET MER, ayant démissionné et de MM. Patrick LEPLONGEON et Gérard POULAIN des collèges de LISIEUX NORMANDIE et TERRE D'AUGE, décédés.*

Le quorum étant atteint, les représentants peuvent valablement commencer à délibérer.

ETAT DES TRANSFERTS DE COMPÉTENCES

Depuis le Comité Syndical du 20 juin 2024, le Bureau Syndical, lors de ses séances des 5 juillet et 27 septembre 2024 a acté les nouveaux transferts de compétences sollicités.

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE a été chargée de les mettre en œuvre. Il s'agit des transferts suivants :

GAZ	SAINT-MARTIN-DE-MIEUX
INFRASTRUCTURES DE RECHARGE POUR VEHICULES ELECTRIQUES OU HYBRIDES RECHAGEABLES (IRVE)	LA POMMERAYE LE PRE D'AUGE SAINTE-MARGUERITE-D'ELLE SAINT-LOUP-HORS

Au vu de l'ensemble de ces décisions, l'état actuel des **527 collectivités adhérentes** au SDEC ÉNERGIE, par compétence(s) transférée(s), est le suivant :

Electricité	Eclairage public	Signalisation lumineuse
480 communes 1 intercommunalité	454 communes 10 intercommunalités	49 communes

Gaz	Infrastructures de charges pour véhicules électriques	Energies Renouvelables
124 communes 1 intercommunalité	221 communes 1 intercommunalité	27 communes 3 intercommunalités

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

Le Comité Syndical prend acte de cette communication.

Arrivée de Monsieur Marc LEFERF et départ de Madame Françoise PARIS, donnant pouvoir à Madame Edith GODIER et portant ainsi le nombre de votants à :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	147	82	8	90

ADHESIONS AU SDEC ÉNERGIE DANS LE CADRE DU TRANSFERT DE LA COMPETENCE « ECLAIRAGE PUBLIC »

➢ **Etat d'avancement de la procédure d'adhésion de Blainville-sur-Orne**

Madame la Présidente rappelle que, par délibération en date du 20 juin 2024, le Comité Syndical a délibéré en faveur de l'adhésion de la commune de Blainville-sur-Orne au Syndicat pour le transfert de sa compétence « Eclairage Public ».

Conformément aux dispositions de l'article L 5211-18 du Code Général des Collectivités Territoriales, et après notification adressée à chacun des membres du syndicat le 27 août dernier, ces derniers disposent de la faculté de s'exprimer sur cette demande jusqu'au 27 novembre 2024.

La majorité qualifiée est atteinte par délibération favorable ou absence de délibération des deux tiers des membres (351) représentant la moitié de la population totale du syndicat (357 178 habitants) ou par celle de la moitié des membres (264) représentant les deux tiers de la population totale (476 237 habitants).

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

PROJET

Madame la Présidente présente l'état des retours de délibérations à ce jour :

Délibérations reçues - avis favorable	205	416 780 habitants
Délibérations reçues - avis défavorable	0	0

Le Comité Syndical prend acte de cette communication.

➢ **Demande d'adhésion de la Communauté de communes d'ISIGNY OMAHA INTERCOM**

Madame la Présidente rappelle que la Communauté de communes Isigny-Omaha Intercom créée le 1er janvier 2017, est issue de la fusion des CDC Intercom Balleroy-Le Molay-Littry, Isigny-Grandcamp-Intercom, et Trévières.

Le SDEC ÉNERGIE intervient en matière d'éclairage public sur le territoire de l'ancienne Communauté de communes Intercom Balleroy - Le Molay-Littry par représentation substitution dans le cadre du transfert de compétence consentie par l'EPCI dissous, sans que cela ne nécessite l'adhésion au SDEC ÉNERGIE du nouvel EPCI (Omaha Isigny Intercom).

La Communauté de communes Isigny-Omaha Intercom souhaite aujourd'hui élargir ce transfert de compétence à l'ensemble de son territoire, et a délibéré en ce sens le 26 septembre 2024.

Juridiquement, l'élargissement de l'exercice de la compétence « Eclairage public » sur la totalité de son territoire nécessite une adhésion préalable au SDEC ÉNERGIE. Les collectivités membres du SDEC ÉNERGIE devront, se prononcer dans un délai de 3 mois, à compter de la réception de la délibération du Syndicat.

Le Préfet pourra, une fois la majorité qualifiée requise obtenue (2/3 des membres représentant 1/2 de la population totale ou 1/2 des membres représentant 2/3 de la population), publier un arrêté actant définitivement cette adhésion et ce transfert de compétence. A noter que, dans le cas d'une adhésion, l'absence de délibération d'une collectivité vaut avis favorable.

Ces modalités d'adhésion rappelées, Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée.

A l'interrogation d'un représentant dans la salle relative à la possibilité de simplifier la mise en œuvre des adhésions au Syndicat, Madame la Présidente rappelle que ces modalités répondent au Code Général des Collectivités Territoriales, auquel le SDEC ÉNERGIE et ses membres sont tenus de se conformer.

Aucune nouvelle observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical de se prononcer favorablement sur cette demande d'adhésion et de transfert de la compétence « Eclairage Public ».

Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	147	82	8	90

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

- *ACCEPTE l'adhésion de la communauté de communes Isigny-Omaha Intercom au SDEC ÉNERGIE, sous réserve de l'avis favorable des membres du Syndicat dans les conditions de majorité qualifiée requises et de la publication de l'arrêté préfectoral actant cette adhésion ;*
- *ACCEPTE le transfert de la compétence « Eclairage Public » au SDEC ÉNERGIE par la communauté de communes Isigny-Omaha Intercom, visée à l'article 3.4 des statuts du SDEC ÉNERGIE à compter de la date de l'arrêté préfectoral actant son adhésion au syndicat ;*
- *DECIDE de mettre en œuvre ce transfert de compétence, tant sur les aspects patrimoniaux, financiers et techniques ;*
- *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.*

2024-04/CS/PV
Syndicat départemental d'énergies du Calvados

FINANCES

BUDGET PRINCIPAL - DECISION MODIFICATIVE N°1 – CHAPITRE 002

Monsieur le Vice-Président rappelle qu'à la demande de la Paierie départementale, le Bureau Syndical propose au Comité Syndical, une 1ère décision modificative du Budget Principal voté le 28 mars 2024, permettant de corriger une erreur de saisie.

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

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

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

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée.

Monsieur Fabrice DEROO, représentant de la Communauté Urbaine Caen la mer, annonce qu'il votera contre toute décision budgétaire dans la mesure où ce dernier estime être dans l'attente d'un certain nombre de réponses posées lors d'une précédente séance (ARENH, etc…), ceci jusqu'à la Conférence des maires de Caen la mer à laquelle Madame la Présidente sera invitée à rencontrer les élus courant novembre.

Monsieur Bruno COUTANCEAU, représentant également de la Communauté Urbaine Caen la mer, précise qu'il partage la position de Monsieur Fabrice DEROO. Considérant que le gouvernement est sur le point d'annoncer des mesures difficiles, notamment pour les collectivités territoriales et qu'en juillet la Cour des Comptes, après avoir examiné les finances des collectivités, en consacrant un chapitre spécifique aux syndicats d'énergie, peu endettés et présentant des excédents de fonctionnement confortables , il souhaite qu'une réflexion soit menée sur les excédents du SDEC ÉNERGIE, pour que ces derniers ne partent pas dans les finances de l'Etat. Il prend pour exemple la Chambre de Commerce et d'Industrie qui aurait vécu cette situation et s'appuie sur l'idée que l'Etat cherche à trouver rapidement 60 milliards pour l'année 2025. Il annonce qu'il vote contre cette décision modificative en demandant à s'interroger sur le devenir de l'excédent du SDEC ÉNERGIE.

Madame la Présidente confirme que la situation que connaît la France actuellement est extrêmement préoccupante et que chacun ne peut être qu'interpellé. En revanche, elle est d'avis que le Syndicat n'a pas à culpabiliser de sa bonne gestion. Le SDEC ÉNERGIE est une collectivité, qui, depuis des années, est particulièrement bien gérée. Effectivement, toutes les collectivités locales devront sans doute faire des efforts, mais restent dans l'obligation, contrairement à l'Etat, de voter leur budget en équilibre, ce que fait le SDEC ÉNERGIE.

Applaudissements dans la salle.

Monsieur Bruno COUTANCEAU précise ne pas considérer que le SDEC ÉNERGIE est mal géré. Il constate que tous les syndicats d'énergie en France, et donc pas seulement le SDEC ÉNERGIE, présentent des excédents. Tous les syndicats d'énergie sont peu endettés, tout comme le SDEC ÉNERGIE. Sans vouloir jouer l'oiseau de mauvais augure, il confirme que ces excédents, qui représentent des sommes importantes, ne vont pas rester encore très longtemps dans les budgets des syndicats.

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE précise que, même si le montant peut sembler important, ramené au nombre de jours de fonctionnement, il reste dans des proportions tout à fait raisonnables (environ 5 mois). Cette capacité à engager des travaux pour être moins énergivores et faire vivre les entreprises locales reste indispensable.

Monsieur Bruno COUTANCEAU rappelle que c'est la Cour Régionale des Comptes qui, elle-même a écrit que la Syndicat dégageait de confortables excédents et qu'il surimposait ses adhérents.

PROJET

Monsieur Philippe LAGALLE rappelle, à son tour, que la TICFE, dorénavant collectée par l'Etat, va être de nouveau revue à la hausse, sans aucun impact sur le budget des collectivités territoriales.

Monsieur Thierry SAGET, représentant de Cœur de Nacre, qui remercie le Syndicat pour sa gestion, interroge Messieurs Fabrice DEROO et Bruno COUTANCEAU sur les solutions qu'ils préconisent pour éviter à l'Etat de récupérer ces excédents.

Monsieur le 1er Vice-Président rappelle qu'aucune information de mise en œuvre de ce type de disposition n'est à l'ordre du jour. Par ailleurs, une telle décision devra nécessairement passer par la loi.

Madame la Présidente confirme que les collectivités membres du Syndicat peuvent compter sur toute l'énergie du SDEC ÉNERGIE pour mettre en œuvre toutes les actions nécessaires pour maintenir sa stratégie d'investissement, sur la base notamment de Plans Pluriannuels d'Investissement qui justifient des besoins financiers importants.

Monsieur Lionel MARIE, représentant de la Communauté Urbaine Caen la mer, précise que la prise de position de ses collègues n'engage pas l'ensemble des élus de Caen la mer. Il n'a reçu aucun mandat de Caen la mer pour voter contre les décisions du jour, qu'il approuvera.

Aucune nouvelle observation n'ayant été formulée, Madame la Présidente propose au Comité Syndical de valider cette 1ère décision modificative du Budget principal 2024.

Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	147	82	8	90

Après avoir entendu les conclusions de ce rapport et après en avoir délibéré, le Comité Syndical, par 80 voix POUR, 10 voix CONTRE et aucune abstention :

- *VALIDE la décision modificative n°1 du Budget primitif 2024 telle que résumée 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.*

BUDGET PRINCIPAL - DECISION MODIFICATIVE N°2 – CHAPITRE 012

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

Considérant les besoins supplémentaires de crédits budgétaires du chapitre 012 – charges du personnel – qui se justifient notamment par :

- le développement des compétences et activités du syndicat,
- la politique de revalorisation de la rémunération mise en œuvre pour accompagner les agents dans un contexte marqué par l'inflation et la volonté de préserver leur pouvoir d'achat,
- des recrutements temporaires pour pallier les absences prolongées de certains agents en congé maladie,

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

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

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical de valider cette 2ème décision modificative du Budget principal 2024.

Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	147	82	8	90

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

- *VALIDE la décision modificative n°2 du Budget primitif 2024 telle que résumée 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.*

BUDGET PRINCIPAL - DECISION MODIFICATIVE N°3 – CHAPITRE 65

Monsieur le Vice-Président rappelle que l'adoption du référentiel budgétaire et comptable « M57 », par délibération du Comité Syndical en date du 30 septembre 2021, renforce le suivi des subventions reçues et versées par la collectivité, avec prise d'effet au 1er janvier 2022.

La mise en œuvre du principe comptable de non-contraction des subventions génère de nouvelles écritures comptables en dépenses comme en recettes.

Dans le cadre du financement des travaux sur le réseau d'électricité, le syndicat reçoit des subventions, notamment l'APCR, attribuée par le Conseil départemental, qui font l'objet d'une inscription comptable en recette. Elles sont ensuite versées intégralement aux collectivités éligibles et s'accompagnent d'une inscription comptable en dépense.

Considérant que l'application de ces changements de méthode comptable nécessite l'ajustement de crédits budgétaires, le Bureau Syndical propose au Comité Syndical l'ajustement des crédits votés au chapitre 65 à hauteur de 250 000 €.

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

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

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical de valider cette 3ème décision modificative du Budget principal 2024.

Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	147	82	8	90

PROJET

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

- *VALIDE la décision modificative n°3 du Budget primitif 2024 telle que résumée 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.*

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

Monsieur le Vice-Président confirme la nécessité de faire face à la forte augmentation du nombre de sessions de charges qui génère un accroissement des dépenses de fonctionnement, notamment celles afférentes à l'achat d'électricité :

Au 30 septembre 2024, le nombre de sessions enregistrées atteint 107,8 % du total de l'année 2023					
Année	2020	2021	2022	2023	2024 (9 mois)
Nombre de charges	21 381	46 323	69 980	71 435	77 008

Considérant que la hausse des recettes et des dépenses nécessite des besoins de crédits budgétaires supplémentaires, le Bureau Syndical propose au Comité Syndical l'ajustement des crédits votés au chapitre 011 du Budget annexe « Mobilité Durable » à hauteur de 200 000 €.

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

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

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical de valider cette 1ère décision modificative du Budget annexe « Mobilité Durable » 2024.

Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	147	82	8	90

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

- *VALIDE la décision modificative n°1 du Budget annexe « Mobilité Durable » 2024 telle que résumée 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.*

2024-04/CS/PV
Syndicat départemental d'énergies du Calvados

FINANCEMENT DES PARTICIPATIONS DES MEMBRES AUX TRAVAUX PAR FONDS DE CONCOURS

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

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

Le Comité Syndical est invité à se prononcer sur les 48 nouveaux projets présentés depuis le Comité Syndical du 20 juin 2024 par 40 communes, proposés en annexe de la note de synthèse explicative, pour les montants suivants :

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

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

Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	147	82	8	90

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

- ***APPROUVE** la liste des 48 nouvelles demandes de financement de la part à charge des collectivités par recours au fonds de concours, pour un montant total de 2 598 682.48 € ;*
- ***DIT** que les écritures comptables nécessaires à l'exécution de cette délibération seront imputées sur les lignes de crédits votées au budget principal du SDEC ÉNERGIE ;*
- ***CHARGE** Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer tous les actes et documents s'y rapportant.*

CONCESSION ELECTRICITE

RESTITUTION DE LA MISSION DE CONTROLE DES CONCESSIONNAIRES ENEDIS/EDF 2023 (DONNEES 2022)

Monsieur Rémi BOUGAULT rappelle que, comme chaque année, le Service des Concessions du SDEC ÉNERGIE procède aux missions de contrôle auprès des différents concessionnaires.

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

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

PROJET

Monsieur le Vice-Président rappelle les quelques éléments de contexte suivants :

- ⇨ Des exercices 2020 et 2021 atypiques et une année 2022 très particulière dans le domaine énergétique.
- ⇨ En 2022, la crise énergétique qui a débuté en 2021 se développe dans des proportions inédites depuis les chocs pétroliers des années 1970 : la flambée des prix de l'énergie sur le marché de gros perdure et se répercute sur les marchés de détail. La consommation nationale d'électricité décroit.
- ⇨ La quantité d'énergie acheminée par Enedis baisse de 2,6 %. Cette baisse est portée par la diminution des injections provenant du réseau de transport d'électricité et une diminution des consommations.
- ⇨ Une année 2022 particulièrement chaude (+1,3 °C au-dessus des normales saisonnières).

Il précise que les éléments qui suivent ne sont que quelques indicateurs et/ou remarques dont la portée doit être mesurée au regard de l'ensemble des conclusions du rapport.

Les usagers :

473 647 usagers en soutirage (+ 1,2 %) dont :

- 60 % sont des usagers aux TRV,
- 99 % sont des usagers C5.

Ce sont en majorité des usagers résidentiels, résidant principalement en zone urbaine (au sens du CAS FACÉ).

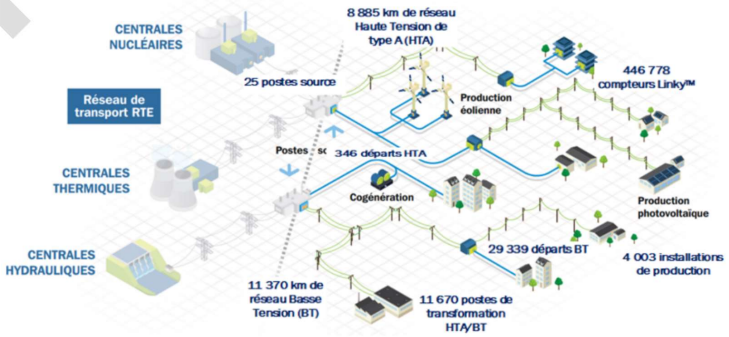
Cela représente 4 146 GWh acheminés (-6,7 %), dont 33 % consommés par des usagers aux TRV.

4 003 installations de production d'énergies renouvelables sont raccordées au réseau de distribution d'électricité (+ 15 %), dont :

- 98 % sont des installations photovoltaïques,
- 94 % sont des installations BT ≤ 36 kVA.

420 GWh sont injectés et 70 % du volume injecté provient d'installations éoliennes et 10 % des installations photovoltaïques.

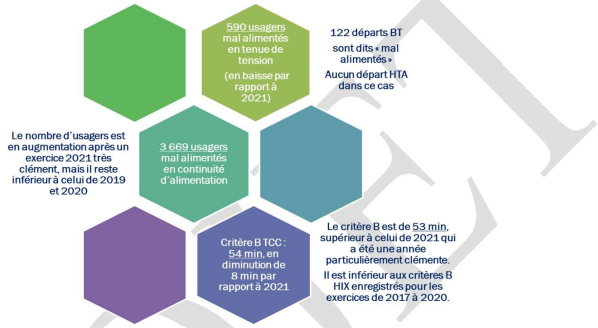
Le réseau public de distribution d'électricité du Calvados :



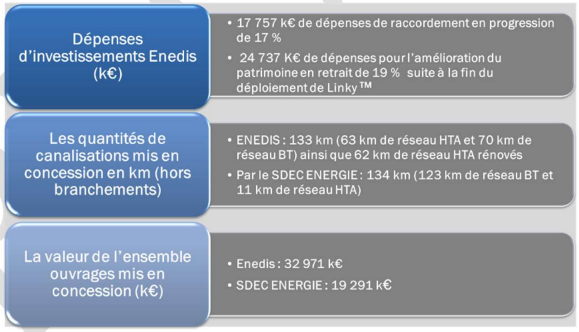
2024-04/CS/PV
Syndicat départemental d'énergies du Calvados

- ➢ 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.
- ➢ Le taux concessif de réseau BT en souterrain s'établit à 58 %, alors que celui du réseau HTA est de 47 %.
- ➢ L'âge moyen du réseau BT est de 29 ans et celui du réseau HTA est de 29,9 ans.

La qualité de l'énergie distribuée se résume comme suit :



Les investissements 2022 se répartissement ainsi :



La valeur des ouvrages concédés :

La valeur historique (brute) des ouvrages concédés s'élève à 1 390 830 k€ (+ 3,4 %).

Cette augmentation est semblable à la variation moyenne observée entre 2013 et 2022 (3,7 %). Ceci traduit un rythme d'investissements marquant et soutenu dans le temps.

99,5% des ouvrages sont dorénavant localisés.

52,8 % des ouvrages sont financés par le concédant.

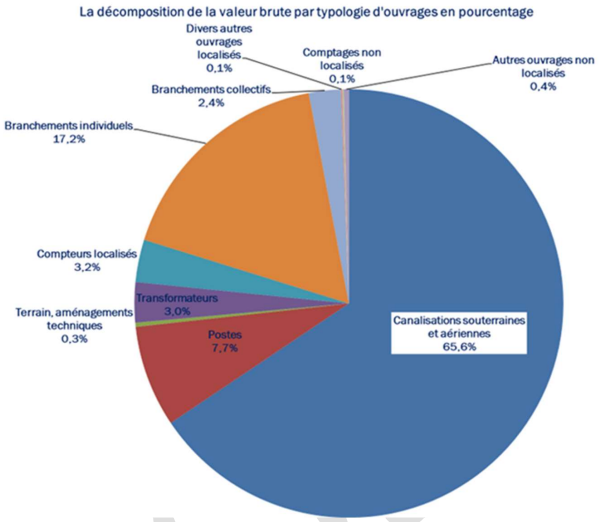
Les amortissements progressent de 5,4 % pour s'établir à 624 876 k€.

PROJET

La valeur nette comptable augmente quant à elle de 1,9 % pour s'établir à 765 954 k€.

Il est à noter que le stock de provisions pour renouvellement augmente pour atteindre 56 178 k€.

Le taux moyen d'amortissement atteint 44,9 %.



Les 7 points d'attention se dégageant des conclusions du rapport de contrôle sont rappelés aux élus :

- Forte contraction du nombre de réclamations et amélioration des délais de traitement.
- Dépose de réseaux fragiles plus importante en 2022 (BT aérien nu, HTA aérien PAC à risque avéré, HTA souterrain CPI).
- Le niveau d'investissements de performance du réseau hors des dépenses liées au déploiement du compteur Linky doit se redresser.
- Diminuer la sensibilité du réseau de distribution d'électricité aux évènements climatiques.
- Surveiller l'évolution du critère B en zone rurale au titre du CAS FACÉ.
- Localisation de la quasi-totalité des ouvrages en concession.
- Une information du concédant à parfaire en matière financière et comptable.

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical de prendre acte de la production du compte-rendu annuel d'activités et du rapport annuel de la mission de contrôle 2023 relative à l'activité du concessionnaire en 2022.

➔ **Délibération d'intérêt commun :**

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	147	82	8	90

2024-04/CS/PV
Syndicat départemental d'énergies du Calvados

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

- *PREND ACTE de la production du compte-rendu annuel d'activités ;*
- *PREND ACTE du rapport annuel de la mission de contrôle 2023 relative à l'activité du concessionnaire en 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.*

Arrivée de Monsieur Frédéric HARDOUIN, délégué territorial d'Enedis et de ses collègues, Messieurs Benjamin ANNE et Cyril CAPOCASALE.

PRESENTATION DU BILAN DU PROGRAMME ANNUEL 2023 ET DES PERSPECTIVES DU PROGRAMME ANNUEL 2024 DANS LE CADRE DU 2EME PPI 2023-2026

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

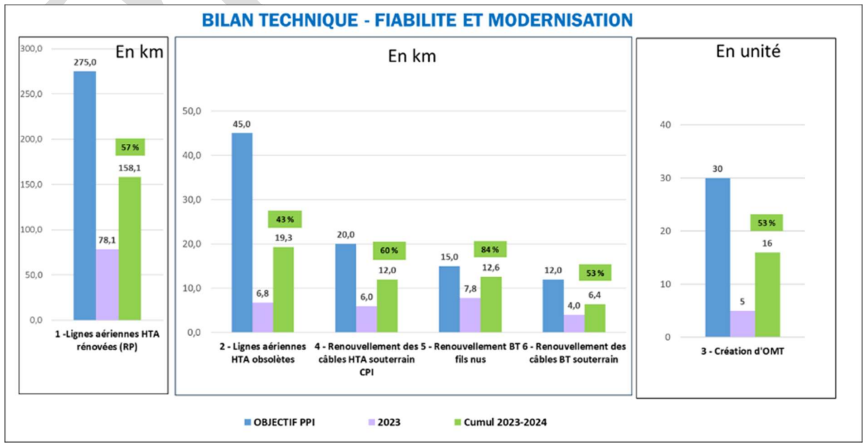
Dans le cadre du 2nd PPI de ce contrat de concession, élaboré pour la période 2023-2026, une présentation conjointe du bilan du programme annuel 2023 et des perspectives du programme annuel 2024, par la Présidente du SDEC ÉNERGIE, et par le représentant d'ENEDIS, Monsieur Frédéric HARDOUIN, délégué territorial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

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

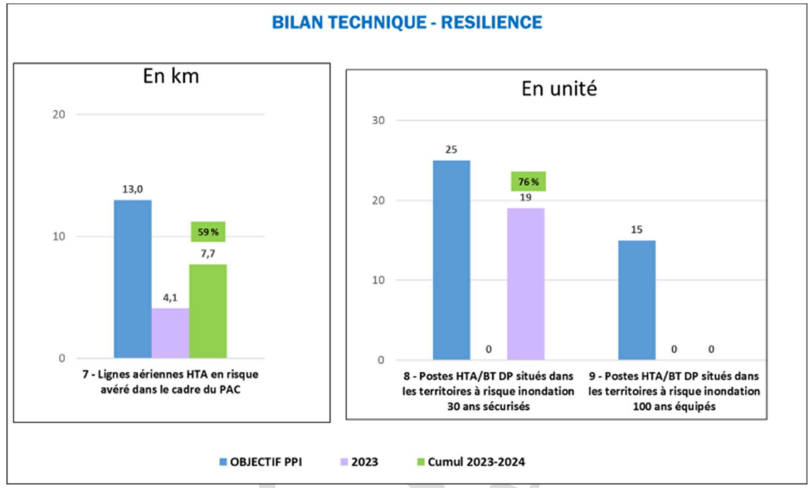
Madame la Présidente invite Monsieur Frédéric HARDOUIN à rejoindre le pupitre.

➢ Monsieur Frédéric HARDOUIN présente les investissements (techniques et financiers) réalisés par Enedis sur la base des graphiques suivants :

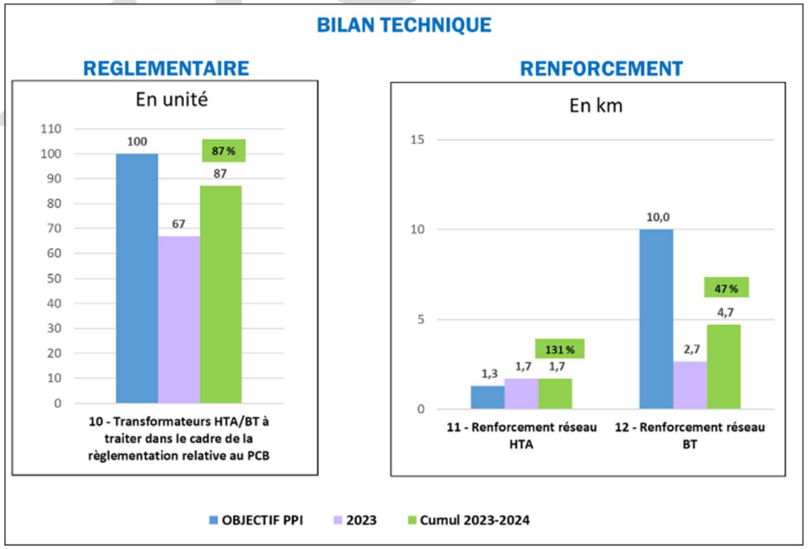
Il précise que globalement l'ensemble des investissements est réalisé sur les lignes aériennes HTA. La rénovation programmée est très importante. Il remercie Madame la Présidente de s'être associée à Enedis pour la rédaction d'un communiqué de presse, la semaine passée, dans le cadre d'une visite de chantier. Ce communiqué de presse a permis de préciser le rôle et es actions menées par le SDEC ÉNERGIE et ENEDIS sur le territoire.



L'ensemble des résultats respecte les engagements fixés, avec des finalités qui évoluent de manière plus ou moins progressives. Les OMT sont des interrupteurs installés sur le réseau 20 000 volts, pilotés à distance de manière à pouvoir rétablir l'électricité en cas de coupure ou faire des reports de charges en cas de réalisation de travaux.



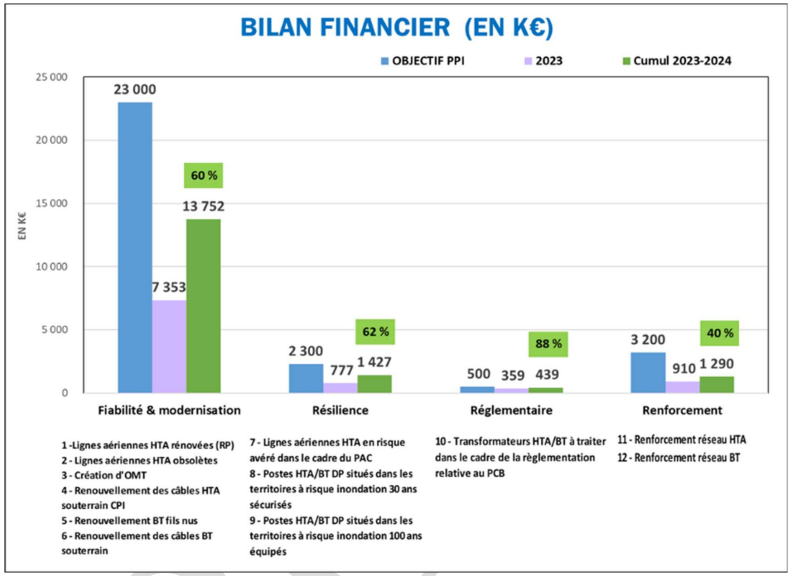
Le Plan Aléas Climatiques (PAC) se poursuit de manière à sécuriser les postes et le réseau 20 000 volts.



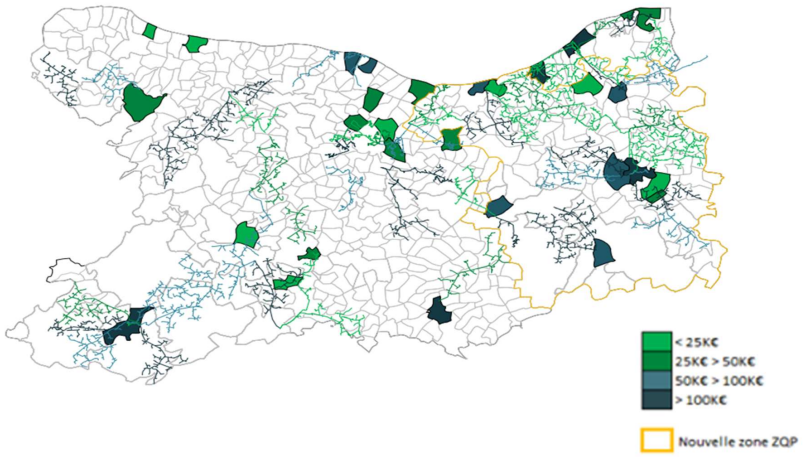
Les transformateurs en haut de poteau, isolés et refroidis dans l'huile, nécessitent l'élimination des PCB restants.

Les renforcements sont réalisés pour palier une tension faible ou pour permettre de faire circuler davantage d'énergie.

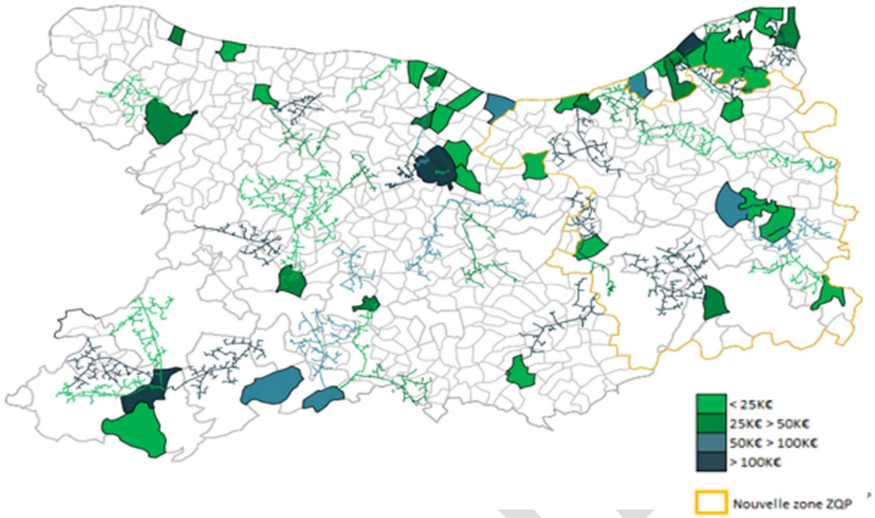
Le bilan financier est présenté comme suit. Monsieur Frédéric HARDOUIN confirme que des efforts vont devoir être fournis en 2025 et 2026 sur la partie renforcement.



Les investissements HTA et BT réalisés sur le réseau électrique 2023 se répartissent comme suit :



Et la prévision des investissements 2024 comme suit :



Les deux tiers des actions menées, le sont sur les communes rurales.

Monsieur Frédéric HARDOUIN précise, par ailleurs, qu'ENEDIS augmente d'un million d'euros son budget de fonctionnement pour l'élagage et a engagé une réflexion avec le Syndicat sur ce sujet.

Monsieur Patrice GERMAIN alerte sur la capacité des transformateurs en zone rurale à absorber les recharges à venir dans quelques années lorsque les véhicules neufs ne seront plus que des véhicules électriques, sachant que les particuliers se rechargent essentiellement chez eux pendant la nuit, Un renforcement des postes mais également des câbles sera indispensable. Il demande si ENEDIS a commencé à anticiper cette problématique.

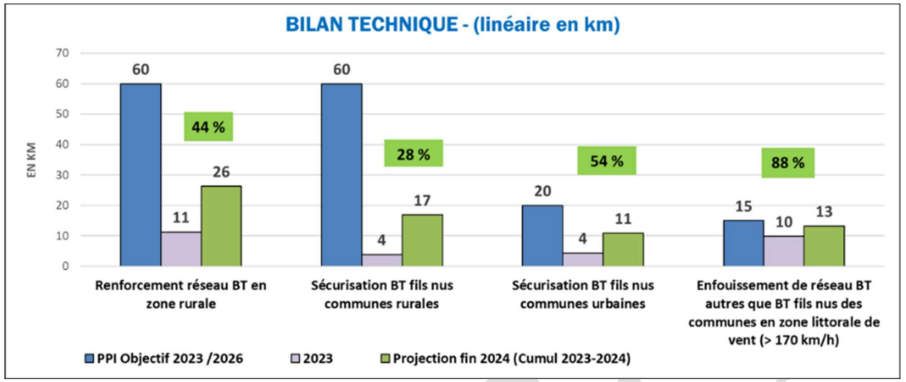
Monsieur Frédéric HARDOUIN rappelle que la mobilité électrique et l'évolution des chauffages thermiques au gaz ou au fioul vers des pompes à chaleur sont des évolutions d'usages pris en compte par ENEDIS dans le cadre d'études prospectives pour évoluer les tendances.
Aujourd'hui on consomme en France environ 450 térawattheure. Cette consommation, dans le cadre de la décarbonation, est estimée à l'horizon 2050 entre 600 et 700, voire 800 térawattheure. De nouvelles centrales (nucléaires, hydrauliques, éoliennes, photovoltaïques ...) devront donc être envisagées tout comme un redimensionnement des réseaux pour accepter les nouvelles charges mais également pour maintenir le plan de tension.

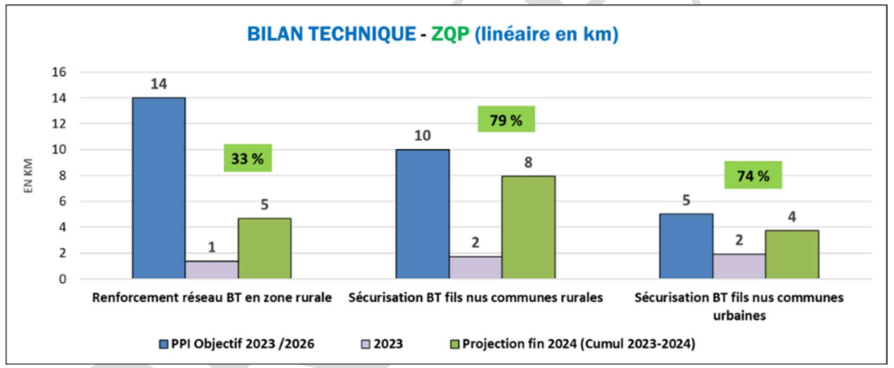
D'après les calculs réalisés, à la maille de la Normandie ou au niveau national, si les usagers réalisent leurs recharges pendant les périodes creuses, il sera possible d'alimenter 11 millions de véhicules, sachant que la recharge des véhicules dépend forcément des déplacements, plus important des zones rurales vers les zones urbaines, la nécessité de revoir les réseaux et transformateurs s'imposera.

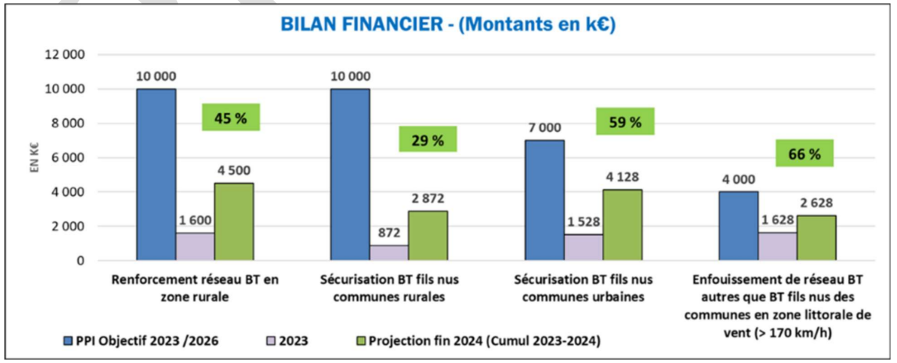
Madame la Présidente expose que ce sujet confirme parfaitement l'investissement que le Syndicat va devoir assurer pour adapter et renforcer le réseau du territoire.

A l'intervention de Monsieur Jean-Pierre QUILLET qui signale de nouvelles mico-coupures sur son territoire, Monsieur Frédéric HARDOUIN précise que, si le matériel NF n'est pas impacté par ces micro-coupures, celles-ci restent désagréables, d'où la nécessité d'élaguer.

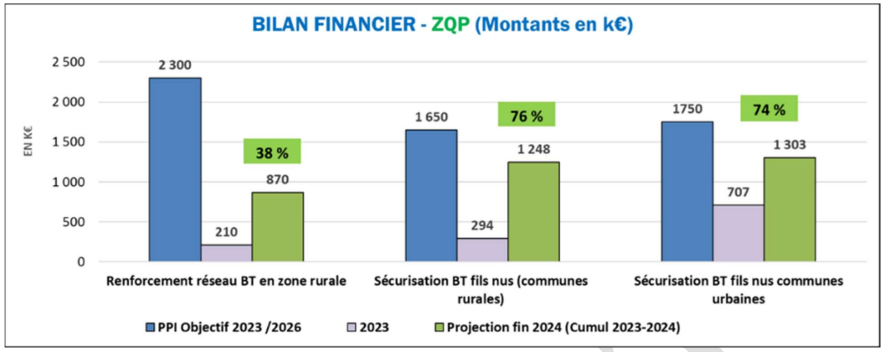
➢ Monsieur Yannick RODRIGUEZ, Directeur Réseaux du SDEC ÉNERGIE, présente les investissements (techniques et financiers) réalisés par le SDEC ÉNERGIE dans le cadre du PPI 2023-2026, à savoir :



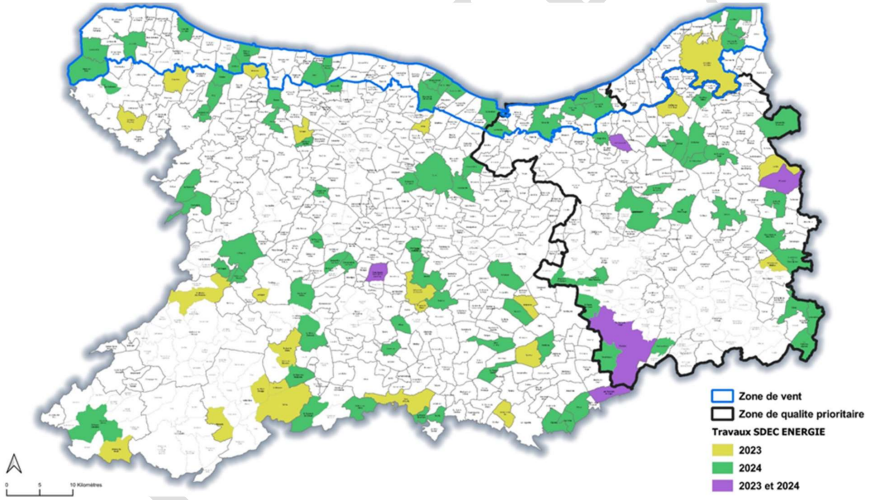




Compte tenu de l'augmentation importante des prix relevée dans les derniers appels d'offres, l'effort financier pour maintenir les objectifs de linéaire à réaliser devra être plus important.



Monsieur Yannick RODRIGUEZ rappelle que le montant des investissements du SDEC ENERGIE a été maintenu à 31 M€, tandis que celui d'ENEDIS, qui s'élevait à 38 M€ sur le 1er PPI (soit environ 9 M€/an) est passé à 29 M€ pour ce 2nd PPI.



Madame la Présidente donne la parole à l'assemblée.

Aucune observation ou question n'étant formulée, elle rappelle les difficultés que rencontrent ENEDIS et le SDEC ENERGIE pour mener à bien les chantiers dans un contexte où les entreprises peinent à recruter, et qui sont à l'origine de décalages entre le prévisionnel et le réalisé.

Le Comité Syndical prend acte de cette communication.

L'ordre du jour étant épuisé, Madame Catherine GOURNEY-LECONTE remercie les élus pour leur présence à cette séance et lève la séance à 15h40 après avoir rappelé, une nouvelle fois, les dates et lieux des prochaines assemblées plénières :

- **Jeudi 12 décembre 2024 – 14 h –** Salle Normandie de la CCI Caen Normandie à Saint-Contest,
- **Jeudi 6 février 2025 – 14 h** – Salle Normandie de la CCI Caen Normandie à Saint-Contest.
- **Jeudi 27 mars 2025 – 14 h** – Salle Normandie de la CCI Caen Normandie à Saint-Contest.
- **Jeudi 5 juin 2025 – 14 h** – Salle Normandie de la CCI Caen Normandie à Saint-Contest.
- **Jeudi 9 octobre 2025 – 14 h** – Salle Normandie de la CCI Caen Normandie à Saint-Contest.
- **Jeudi 18 décembre 2025 – 14 h** – Salle Normandie de la CCI Caen Normandie à Saint-Contest.

Le Secrétaire de séance, La Présidente,

Patrice GERMAIN Catherine GOURNEY-LECONTE

PROJET

SDEC ENERGIE	DOSSIERS DE DEMANDE DE FONDS DE CONCOURS du Comité Syndical du 12 décembre 2024

N° dossier	Commune	Intitulé du dossier	Nature travaux	Mt global HT	Participation communale	Fonds de concours	Solde
22AME0082	AMAYE-SUR-SEULLES	BOURG MAIRIE	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	127 479,72 €	66 645,23 €	66 645,23 €	
23AME0040	AMFREVILLE	RUE DE DOLTON	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	50 509,45 €	19 049,80 €	19 049,80 €	
23EPI0849	AUTHIE	RENOUVELLEMENT LAMPADAIRES PLUS DE 30 ANS TRANCHE 2024	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	3 808,98 €	1 523,59 €	1 523,59 €	
24EPI0825	BENY-SUR-MER	RENOUVELLEMENT FOYERS DE PLUS DE 30 ANS	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	24 201,29 €	9 680,52 €	9 680,52 €	
24EPI0879	BERNIERES-D'AILLY	EXTENSION DE RESEAUX COMPLEMENT	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	2 183,09 €	1 528,16 €	1 528,16 €	
24EPI0928	BRETTEVILLE-SUR-ODON	RENOUVELLEMENT FOYERS 04-03 ET 04-23	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	1 263,16 €	1 010,53 €	947,37 €	63,16 €
21EPI0950		RENOUVELLEMENT DES LAMPADAIRES DU PARKING ET ABORDS DE LA BARONNIE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	18 789,99 €	15 031,99 €	14 092,49 €	939,50 €
24EPI0997	CARPIQUET	RENOUVELLEMENT DES FOYERS 17-030/17-033	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	1 968,10 €	984,05 €	984,05 €	
21AME0034	CONDE-SUR-SEULLES	LE QUESNOT	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	173 625,95 €	86 812,98 €	86 812,98 €	
24EPI0671	CORMELLES-LE-ROYAL	MISE EN SERVICE DEFINITIVE MAT 05-081	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	3 077,76 €	2 462,21 €	2 308,32 €	153,89 €
24EPI1061	COURSEULLES-SUR-MER	MISE EN CONFORMITE DANS LE CADRE D'UN DIAGNOSTIC 2024	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	76 499,12 €	46 954,48 €	46 954,48 €	
22AME0078	DOUVRES-LA-DELIVRANDE	RUE DES HAUTS VENTS	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	131 615,76 €	83 438,06 €	83 438,06 €	
24EPI0626	DUCY-SAINTE-MARGUERITE	EXTENSION ECLAIRAGE SOLAIRE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	18 289,13 €	12 802,39 €	12 802,39 €	
22AME0088	ESSON	RUE DES FOSSES ET RUE DES CRETES	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	162 016,53 €	84 944,64 €	84 944,64 €	
24EPI0823	ESTRY	DEPLACEMENT DES CANDELABRES 03-011 ET 03-012	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	5 354,33 €	3 748,03 €	3 748,03 €	
24EPI0203	ÉTERVILLE	EXTENSION ROUTE D'AUNAY (SOLAIRE)	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	37 997,27 €	26 598,09 €	26 598,09 €	
24EPI0714	ÉVRECY	RENOUVELLEMENT DES LUMINAIRES R30	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	16 998,11 €	6 799,24 €	6 799,24 €	
24EPI1066		RENOUVELLEMENT DES LUMINAIRES FOND VERT	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	97 239,80 €	58 343,88 €	58 343,88 €	
23EPI0819	FLEURY-SUR-ORNE	PROGRAMME R30	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	29 641,21 €	17 784,73 €	17 784,73 €	
24EPI0547		PROGRAMME FOND VERT 2024	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	63 902,00 €	25 560,80 €	25 560,80 €	
24AME0111	GUERON	RD192 - ROUTE DES FLAGUES	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	112 834,05 €	18 961,25 €	18 961,25 €	
23EPI0164	LA RIVIERE-SAINT-SAUVEUR	RENOUVELLEMENT DES FOYERS DE PLUS DE 30 ANS	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	4 764,94 €	2 382,47 €	2 382,47 €	
23EXT0138	LE BREUIL-EN-AUGE	BT FONTAINE - 102-30 - AMENEE BT LOT. LES HAUTES COUTURES	EXTENSION DE RESEAUX ELECTRIQUES	6 662,98 €	3 409,78 €	3 409,78 €	
24EPI0778	LE PLESSIS-GRIMOULT	RENOUVELLEMENT MAT 02-04/05 ACCIDENTE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	2 501,85 €	1 876,39 €	1 876,39 €	
24EPI0127	LE THEIL-EN-AUGE	RENOUVELLEMENT DES FOYERS EN LED	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	771,19 €	771,19 €	578,39 €	192,80 €
24EPI0705	LION-SUR-MER	REMPLACEMENTS 01,041 ET 08,069 PRISES GUIRLANDES HORS-SERVICE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	352,24 €	264,18 €	264,18 €	
24EPI0740		RENOUVELLEMENT FOYERS SUITE VISITE ANUELLE D'ENTRETIEN PREVENTIF	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	20 339,98 €	15 254,99 €	15 254,99 €	
24EPI0346		RENOUVELLEMENT DES FOYERS RUE EDMOND BELLIN / RUE DU DOCTEUR ARTHUR OPOIS - R30	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	33 831,42 €	18 607,28 €	18 607,28 €	
24EPI0341		RENOUVELLEMENT DES FOYERS DIGUE - R30	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	80 898,27 €	42 878,88 €	42 878,88 €	
24AME0047	LUC-SUR-MER	RUE GAMBETTA	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	93 351,48 €	37 005,08 €	37 005,08 €	
18AME0050	MATHIEU	HAMEAU LE MESNIL	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	215 831,07 €	147 707,31 €	147 707,31 €	
22EXT0203	MEZIDON-CANON	CRÉATION PAC 4UF CHÂTEAU 400 KVA – 431-X	EXTENSION DE RESEAUX ELECTRIQUES	37 577,10 €	213,87 €	213,87 €	
23EPI1043	MOULT	SUPPRESION LAMPADAIRE 05-059 / 05-060 / 05-062 / 05-063	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	3 500,26 €	1 925,14 €	1 925,14 €	
24EPI0083	PORT-EN-BESSIN-HUPPAIN	EXTENSION ECLAIRAGE PARKING COUSTEAU	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	9 002,87 €	6 302,01 €	6 302,01 €	
24EPI0961	SAINT-CONTEST	REMPLACEMENT VASQUE SUR LANTERNE 26-24	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	209,05 €	156,79 €	156,79 €	
24EPI0821	SAINT-GERMAIN-LE-VASSON	PROGRAMME R30 - 2024	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	5 416,61 €	2 166,64 €	2 166,64 €	
24EPI0177	SAINT-LAMBERT	FOURNITURE ET POSE DE QUATRE PRISES GUIRLANDES	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	879,75 €	879,75 €	659,81 €	219,94 €
24EPI0810	SAINT-MARTIN-DE-FONTENAY	RENOUVELLEMENT MAT 09-06 VETUSTE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	828,27 €	621,20 €	621,20 €	
23EPI0071		RENOUVELLEMENT DU FOYER 10-014 HORS SERVICE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	763,26 €	572,44 €	572,44 €	
24EPI0703	SAINT-SYLVAIN	DEPLACEMENT CANDELABRE 02-013, AINSI QUE EXTENSION RESEAUX EP	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	2 786,30 €	1 950,41 €	1 950,41 €	
23EPI1091	SANNERVILLE	TRAVAUX LIES AU PROGRAMME R30 - TRANCHE 2024	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	15 424,20 €	5 398,47 €	5 398,47 €	
21EXT0256		CREATION PAC 4UF DEVISE 400 KVA - 666-XX	EXTENSION DE RESEAUX ELECTRIQUES	109 168,02 €	37 865,19 €	37 865,19 €	
22EPI0818		TRAVAUX LIES AU PROGRAMME EFFICACITE ENERGETIQUE-TRANCHE 2023	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	15 587,98 €	5 455,79 €	5 455,79 €	
23EPI0039	THAON	RENOUVELLEMENT ECLAIRAGE SPORTIF LED CLASSEMENT E7	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	61 012,14 €	24 404,86 €	24 404,86 €	
23EPI0842	THURY-HARCOURT	TRAVAUX DU PROGRAMME FONDS VERT	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	122 597,02 €	49 038,81 €	49 038,81 €	
23AME0031	VARAVILLE	AVENUE DU GENERAL LECLERC ET AVENUE DU PRESIDENT RENE COTY	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	91 738,68 €	28 935,19 €	28 935,19 €	
20AME0123		IMPASSE BOUSQUET ET RUE SAINT CHARLES - PROGRAMME INTEMPERIES AURORE	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	165 912,55 €	17 823,43 €	17 823,43 €	
			TOTAL	2 261 004,28	1 044 532,19 €	1 042 962,91 €	1 569,28 €

Convention de mise à disposition des données numériques géoréférencées relative à la représentation à Moyenne Echelle des ouvrages de distribution publique de gaz naturel

ENTRE LES SOUSSIGNES :

Le Syndicat Départemental d'Énergies du Calvados, usuellement dénommé **SDEC ÉNERGIE**, autorité concédante du service de distribution publique de gaz sur son territoire, représenté par Madame la Présidente, Catherine GOURNEY-LECONTE, dûment habilitée à cet effet par délibération du comité syndical du 12 décembre 2024 domicilié Esplanade Brillaud de Laujardière, ZAC de la Folie Couvrechef, Porte de l'Europe, CS 75046-140077 Caen Cedex 5,

ci-après désigné « SDEC ENERGIE »,

d'une part,

ET :

La société GRDF, société anonyme au capital de 1 835 695 000, 00 euros, immatriculée au registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 444 786 511, dont le siège social est situé 6 rue Condorcet – PARIS (9eme), représentée par Monsieur Philippe LAHET, Directeur Clients- Territoires Nord-Ouest, agissant en vertu des pouvoirs qui lui ont été conférés par Madame Laurence POIRIER-DIETZ, Directrice Général, en date du 1er janvier 2022,

ci-après désignée « GRDF »,

d'autre part

Préambule :

Les collectivités territoriales sont au cœur des enjeux en matière de maîtrise de l'énergie, d'aménagement, d'urbanisme et jouent un rôle fondamental dans l'atteinte des objectifs ambitieux portés par la Loi sur la Transition Energétique pour la Croissance Verte du 17 août 2015[1].
Le réseau de distribution publique de gaz naturel exploité par GRDF peut apporter une contribution significative à l'atteinte de ces objectifs.

[1] LOI n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Partenaire engagé au cœur des territoires, GRDF accompagne les collectivités dans leurs politiques énergétiques, leurs démarches de planification et de prospective territoriale, leurs projets d'aménagement, de construction, de rénovation ou encore de mobilité propre.
La transmission par GRDF de données cartographiques du réseau de distribution publique de gaz naturel, objet de la présente Convention et notamment prévue par l'article 16 du cahier des charges de concession du traité de concession du SDEC Energie, représente un des volets de l'engagement de GRDF auprès des collectivités territoriales.

Il a été exposé et convenu ce qui suit :

Article 1 - Objet de la Convention

L'objet de cette Convention, conformément notamment à l'article 16 du cahier des charges de concession du traité de concession du SDEC Energie, est de définir les modalités de la communication des données numérisées des infrastructures de distribution de gaz naturel concédées, en l'état des dernières mises à jour de leur représentation issue de la cartographie (ci-après les « Données ») par GRDF au SDEC ÉNERGIE concernant le territoire mentionné dans les conventions de concession signées entre le concessionnaire et le concédant.

Cette Convention s'applique conformément :

- Pour le traité de concession du SDEC Energie : aux articles 16 du cahier des charges de concession et 9 de l'annexe 1 du cahier des charges de concession ;
- Pour les traités de concession communaux de Langrune sur Mer, Hermival les Vaux et Le Breuil en Auge : aux articles 15 du cahier des charges de concession ;
- Pour la délégation de service public (ci-après DSP) de 2005 relative aux communes d'Avenay, Bénouville, Breteville l'Orgueilleuse, Escoville et Saint-Aubin d'Arquenay : aux articles 15 du cahier des charges de concession et 12 de l'annexe 1 du cahier des charges de concession ;
- Pour la DSP de 2006 relative à la commune de Maltot : à l'article 15 du cahier des charges de concession ;
- Pour la DSP de 2007 relative aux communes de Le Mesnil-Bacley et Saint-Manvieu Norrey : aux articles 15 du cahier des charges de concession et 11 de l'annexe 1 du cahier des charges de concession ;
- Pour la DSP de 2017 relative à la commune de Baron sur Odon : aux articles 16 du cahier des charges de concession et 2 de l'annexe 1 du cahier des charges de concession.

Article 2 - Nature des Données fournies par GRDF

GRDF s'engage à fournir les Données désignées ci-dessous en l'état des dernières mises à jour de leur représentation issue de la cartographie Moyenne Echelle à la date de leur transmission, sans obligation de recalage par rapport aux fonds de plans ou au système d'information utilisés par SDEC ÉNERGIE. Celui-ci fait son affaire personnelle de l'acquisition des éléments et de la technologie nécessaires à la lecture des données fournies par GRDF.

GRDF déclare que seules seront communiquées des Données pour lesquelles il dispose des droits permettant cette diffusion.

Les Données communiquées au SDEC ÉNERGIE pour le périmètre défini à l'article 1 sont les suivantes, conformément notamment à l'article 16 du cahier des charges du traité de concession du SDEC Energie (le détail des Données communiquées est rappelé en annexe 2 de la présente Convention) :

- le tracé des réseaux de distribution de gaz,
- le niveau de pression,

- la matière,
- le diamètre,
- la décennie ou l'année de pose des conduites
- les robinets de réseaux utiles à l'exploitation;
- la position des postes de livraison et de distribution publique,
- les branchements mis en service à partir du 20 août 2002 reportés sur la cartographie.

Les conduites et les branchements abandonnés sont représentés sur les plans remis à l'autorité concédante[2], conformément notamment à l'article 16 du cahier des charges du traité de concession du SDEC Energie

Article 3- Format des Données fournies par GRDF

Les Données sont transmises au format d'échange standard *Shape*. Au jour de la signature de la présente Convention, les Données sont fournies dans le système de coordonnées géographiques RGF93 Lambert 93 (décret n°2006-272 du 3 mars 2006). En cas d'évolution du système utilisé par GRDF, celui-ci en informera SDEC ÉNERGIE au plus tard à l'occasion de la première fourniture suivant cette évolution.

Article 4 – Modalités de fourniture des Données

GRDF s'engage à fournir les Données cartographiques via la plateforme des données concession (PDC). Une mise à jour des Données est mise à disposition une fois par an avant le 1 er juin.

Article 5 – Droits d'usage et de diffusion : engagements de SDEC ÉNERGIE

- **5.1** Les Données sont fournies par GRDF à l'usage exclusif de SDEC ÉNERGIE et de ses membres.

- **5.2** Les Données ne peuvent pas être communiquées à des tiers sauf aux membres du SDEC ENERGIE, excepté dans les conditions de l'alinéa 5.5 ci-dessous, ni utilisées à des fins commerciales.

- **5.3** SDEC ÉNERGIE et ses membres reconnaissent que seul un droit d'usage leur est concédé sur les Données à l'exclusion de tout autre droit de propriété intellectuelle notamment, et sans que cette énumération puisse être considérée comme exhaustive, droits de propriété, de cession, de représentation, d'adaptation, d'arrangement, de distribution, de concession de licence, de location et d'exploitation sous toutes ses formes.

- **5.4** SDEC ÉNERGIE et ses membres s'engagent à ne pas utiliser les Données pour la réalisation de travaux à proximité des ouvrages de distribution de gaz, et à respecter pour ces travaux, la réglementation applicable en la matière.

- **5.5** En cas de recours à un prestataire aux fins de mise à jour ou de gestion d'un Système d'information géographique (ci-après SIG), le SDEC ÉNERGIE et ses membres s'engagent à lui faire signer les conditions d'utilisation des Données selon le modèle figurant en annexe 1 à la présente Convention et à en adresser une copie à GRDF avant toute mise à disposition des Données au prestataire.

[2] Cette représentation est conforme au RSDG 15 associé à l'arrêté du 13 juillet 2000 modifié portant règlement de sécurité de la distribution de gaz combustible par canalisations.

Article 6 – Exclusion de responsabilité

SDEC ÉNERGIE et ses membres reconnaissent que les Données ne sont fournies qu'à titre informatif.
En conséquence, SDEC ÉNERGIE et ses membres renoncent à tout recours contre GRDF fondé sur la fiabilité, la précision, la symbolique ou l'exhaustivité des Données.

D'une manière générale, GRDF ne pourra être tenu pour responsable, à quelque titre que ce soit, des actes accomplis en exécution de la Convention, hormis les cas de faute lourde.

Le SDEC ÉNERGIE et ses membres garantissent GRDF des conséquences pécuniaires de tout recours de tiers en relation avec la présente Convention.

Article 7 – Litiges

En cas de litige concernant la validité, l'interprétation ou l'exécution de la présente Convention, les Parties s'engagent à rechercher une solution amiable. A défaut d'accord amiable dans un délai de 6 mois, la juridiction compétente sera saisie par la partie la plus diligente.

Article 8 - Date de prise d'effet, durée de la Convention et résiliation

La présente Convention produira ses effets à compter du 1er janvier 2025 jusqu'au 31 décembre 2027.
Elle prendra fin automatiquement à l'issue de la durée mentionnée à l'alinéa ci-dessus, sauf dénonciation anticipée par l'une ou l'autre des Parties, par lettre recommandée avec accusé de réception, 2 mois au moins avant la date anniversaire annuelle de la Convention.

Par dérogation, les obligations définies à l'article 5 ne prennent pas fin au terme de la Convention et perdurent pendant cinq (5) ans.

En cas de non-respect de ses obligations par l'une ou l'autre des Parties, la Partie victime de la défaillance pourra, après mise en demeure restée sans effet dans un délai de 30 jours calendaires, résilier la présente Convention, sans préjudice de tous autres droits ou actions dont elle pourrait se prévaloir.

SDEC ÉNERGIE conserve les Données antérieurement fournies pour son usage exclusif.

Article 9 – Annexe à la Convention

Les annexes 1 et 2 font partie intégrante de la présente Convention.

Fait à Caen, le 23 décembre 2024 en quatre exemplaires originaux

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

ANNEXE 1
LETTRE D'ENGAGEMENT POUR TRAVAUX REALISES PAR UN PRESTATAIRE SUR LES DONNEES NUMERIQUES DE REPRESENTATION DES OUVRAGES RESEAU GAZ

SDEC ÉNERGIE adresse à GRDF une copie de cette lettre d'engagement signée avant toute mise à disposition des données numériques au prestataire.

CONDITIONS D'UTILISATION PAR UN PRESTATAIRE DE SERVICE DES DONNEES NUMERISEES DE RESEAUX ISSUES DE LA CARTOGRAPHIE DE GRDF

Le fichier informatique de données numérisées des réseaux de distribution de gaz ci-après défini contient des informations issues de la cartographie Moyenne Echelle de GRDF.
Il est mis à la disposition par **SDEC ÉNERGIE**,
_____ (adresse)
Ci-après désigné « l'Utilisateur »

à : _____(Nom du prestataire),
_____ (adresse)
ci-après désigné « le Prestataire »
aux fins de mise à jour ou de gestion d'un SIG pour le compte de l'Utilisateur.
Les spécifications techniques du fichier ont été communiquées au Prestataire avant la signature du présent engagement. Ce fichier est communiqué au Prestataire en son état de précision existant.
L'Utilisateur ne garantit en aucune façon la fiabilité, la précision, la symbolique ou l'exhaustivité dudit fichier, le Prestataire renonce par conséquent à tout recours fondé sur la précision, la fiabilité, la symbolique ou l'exhaustivité des données qui ne sont fournies qu'à titre informatif.
Le Prestataire reconnait qu'aucun droit ne lui est transféré ou concédé sur le fichier par les présentes. Outre ce qui est nécessaire à l'exécution de sa mission et pour le temps imparti, le Prestataire s'engage à ne pas conserver les données, et ce, quels qu'en soient la forme ou le support.
Le Prestataire s'interdit toute divulgation, communication, reproduction ou copie de ces données à destination de tiers, sous toute forme et pour quelque motif que ce soit, sans l'autorisation expresse de l'Utilisateur.
Le Prestataire reconnaît avoir été informé qu'en cas de violation d'une obligation de la présente lettre d'engagement, sa responsabilité peut, le cas échéant, être engagée par l'Utilisateur.

Fait à_____, le _____

Signataire :
Fonction :

ANNEXE 2

DONNEES GRDF

Table CONDUITES DE DISTRIBUTION

Champs attributaires	Description	Type
insee	Code Insee de la commune	texte
commune	Nom de la commune	texte
pression	Niveau de pression	texte
etat	Etat de la conduite : en service	texte
annee_pose	Année de pose de la conduite	entier
matière	Matière de la conduite	texte
diamètre	Diamètre en mm	entier

Table ROBINETS UTILES

Champs attributaires	Description	Type
insee	Code Insee de la commune	texte
commune	Nom de la commune	texte
fonction	Fonction du robinet	entier

Table BRANCHEMENTS

Champs attributaires	Description	Type
insee	Code Insee de la commune	texte
commune	Nom de la commune	texte
etat	Etat du branchement : en service	texte

Table POSTE DE LIVRAISON

Champs attributaires	Description	Type
insee	Code Insee de la commune	texte
commune	Nom de la commune	texte
fonction	Fonction du poste de livraison	entier

Convention cadre de partenariat pour un réseau de distribution de gaz vecteur de la décarbonation des territoires

ENTRE LES SOUSSIGNES :

Le Syndicat Départemental d'Énergies du Calvados, usuellement dénommé **SDEC ÉNERGIE**, autorité concédante du service de distribution publique de gaz sur son territoire, représenté par Madame la Présidente, Catherine GOURNEY-LECONTE, dûment habilitée à cet effet par délibération du comité syndical du 12 décembre 2024 domicilié Esplanade Brillaud de Laujardière, ZAC de la Folie Couvrechef, Porte de l'Europe, CS 75046-140077 Caen Cedex 5,

ci-après désigné « SDEC ENERGIE »,

d'une part,

ET :

La société GRDF, société anonyme au capital de 1 835 695 000, 00 euros, immatriculée au registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 444 786 511, dont le siège social est situé 6 rue Condorcet – PARIS (9eme), représentée par Monsieur Vincent JEAN-BAPTISTE, Directeur Territorial Normandie, agissant en vertu des pouvoirs qui lui ont été conférés par Monsieur Philippe LAHET, Directeur Clients- Territoires Nord-Ouest, en date du 1er novembre 2024,

ci-après désignée « GRDF »,

d'autre part,

Sachant les contextes suivants :

PREAMBULE

Droit à l'injection :
La loi n°2018-938 du 30 octobre 2018 pour l'équilibre des relations commerciales dans le secteur agricole et alimentaire et une alimentation saine, durable et accessible à tous, dite EGalim, a instauré un principe de droit à l'injection pour les producteurs de biogaz (article 94 de la loi). Ce droit à l'injection a été codifié à l'article L. 453-9 du code de l'énergie qui dispose que « [l]*orsqu'une installation de production de biogaz est située à proximité d'un réseau de gaz naturel, les gestionnaires des réseaux de gaz naturel effectuent les renforcements nécessaires pour permettre l'injection dans le réseau du biogaz produit, dans les conditions et limites permettant de s'assurer de la pertinence technico-économique des investissements définies par décret pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie.* »

Le décret en question est paru le 28 juin 2019 (Le décret n°2019-665). Il introduit 3 dispositifs :

- un dispositif de **zonage de raccordement** des installations de production de biogaz à un réseau de gaz naturel
- un dispositif d'évaluation et de mutualisation dans les tarifs, fondé sur un ratio technico-économique Investissements / Volumes (« I/V ») pour la prise en charge par les concessionnaires des **investissements de renforcement**

- un dispositif de **partage entre les producteurs des coûts des ouvrages mutualisés**, qui ne seraient pas constitutifs d'un renforcement, entre les producteurs d'une même zone.

La CRE, dans sa Délibération N°2019-242 du 14 novembre 2019 portant décision sur les mécanismes encadrant l'insertion du biométhane dans les réseaux de gaz, a proposé que les acteurs locaux, au sens large, soient associés à la détermination des volumes à prendre en compte pour l'établissement du zonage de raccordement. La CRE a notamment proposé d'élargir la liste des acteurs concernés aux chambres régionales et départementales d'agriculture, aux syndicats d'énergie et aux représentants de la filière au niveau local. Le périmètre des acteurs à consulter est indicatif et pourra être adapté. D'autre part, cette consultation des acteurs locaux devra être renouvelée tous les deux ans. Par ailleurs, elle demande que le résultat de la consultation des acteurs locaux lui soit transmis en même temps que le document attestant du zonage de raccordement, co-signé par les gestionnaires de réseaux de transport et distribution sur la zone.

Une fois les investissements de maillage validés par la CRE, GRDF doit réaliser les ouvrages. Ces ouvrages doivent être rattachés au service public de distribution de gaz naturel des collectivités traversées. Dans le cas de communes situées Hors d'une Zone Desservie par le Gaz, ils sont rattachés au service public de distribution gaz le plus pertinent.

Complémentarité croissante entre les réseaux électriques et les réseaux gaz

La production d'énergies renouvelables électrique photovoltaïque et éolienne est variable au cours de l'année, en fonction de l'ensoleillement et de la vitesse du vent. Avec le développement croissant de ces énergies intermittentes, la production électrique peut devenir supérieure aux besoins de consommations. La conversion de cette électricité en hydrogène (« power to gaz ») est une solution pour éviter à ces installations d'être mises à l'arrêt.
Des expérimentations ont démontré que l'hydrogène peut être incorporé au réseau gaz naturel dans une certaine limite. Au-delà, pour pouvoir être valorisé dans les réseaux gaz à un taux plus élevé, il doit d'abord subir la méthanation, pour être transformé en biométhane.

Plan national intégré énergie-climat (PNIEC)

Document de planification de la transition écologique, le PNIEC est un document intégrant la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3), la Stratégie nationale bas carbone (SNBC 3) et le Plan national d'adaptation au changement climatique (PNACC 3). La France y a inscrit son objectif de réduire ses émissions brutes de gaz à effet de serre *d'au moins -50% en 2030 par rapport à 1990, ainsi que l'objectif d'atteindre* 58% d'énergies décarbonées dans la production finale d'énergie d'ici 2030. Les gaz verts (hydrogène, biométhane…) participent à cet objectif et celui de la Stratégie Nationale Bas Carbone de décarboner 100% de l'énergie d'ici 2050.
Une conséquence de ces plans est entre autres le développement important des réseaux de chaleur urbains, alimentés à plus de 50 % par de l'énergie renouvelable (bois énergie essentiellement) et de récupération. Les RCU sont des solutions alternatives aux solutions gaz, ils interrogent sur l'évolution des usages du gaz et des infrastructures gazières.

BioGNV :

La Loi d'Orientation des Mobilités (LOM) interdit progressivement la vente de voitures à énergies fossiles carbonées d'ici 2035. Elle vise le développement du GNV en priorité sur les poids lourds et soutient la mise en place d'installations qui valorisent le biogaz non injecté dans les réseaux pour un usage local de mobilité. Pour les flottes de collectivités de plus de 20 véhicules >3.5 T, elle impose qu'au moins 50 % des véhicules renouvelés soient à faible émission à partir du 1er janvier 2020 et que 100 % des véhicules >3.5 T renouvelés soient à faible émission à partir du 1er janvier 2025.Solution adaptée aux transports routiers lourds, le GNV permet de réduire de 95% les particules fines et de 50% les polluants Nox par rapport à la norme Euro VI. Le bioGNV, permet en plus de réduire de 80% les émissions de CO2 du transport par rapport à un véhicule diesel.

Le règlement européen sur les normes d'émissions de CO2 du transport routier lourd exclut pourtant progressivement la commercialisation de nouveaux véhicules thermiques, y compris s'ils sont alimentés en bioGNV ou en biocarburants (à partir de 2035 pour les bus, au-delà de 2040 pour les poids lourds et cars). En effet, ces dispositions visent zéro émission au « pot d'échappement », sans s'appuyer sur une analyse en cycle de vie. Dans sa feuille de route stratégique, la filière du transport routier lourd, souligne pourtant la nécessité de recourir à une pluralité de solutions de motorisation, y compris le bioGNV, pour atteindre les objectifs de décarbonation. Pour tenir compte de ces contraintes, le règlement européen de 2024 prévoit avant fin 2027 un point d'étape sur le déploiement des solutions électriques et laisse la possibilité de reconsidérer, avant fin 2027, les biocarburants dont le bioGNV comme une solution de décarbonation autorisée du transport routier lourd.

Méthа'Normandie

La Région et l'ADEME Normandie, en partenariat avec Biomasse Normandie et la Chambre Régionale d'Agriculture de Normandie, ont lancé le Plan Méthanisation Normandie en 2018. Il a été reconduit sous une gouvernance élargie pour la période 2021-2023, puis pour la période 2024-2026. Il réunit la Région, l'ADEME, les services de l'Etat, les principaux organismes bancaires, la Chambre d'Agriculture, Biomasse Normandie, les syndicats d'énergie et les gestionnaires de réseaux de gaz. Ce programme d'animation a pour objectif de faire émerger les projets et de fédérer les acteurs de la filière afin d'accompagner le développement de la méthanisation en Normandie. L'objectif est également d'assurer un développement territorial cohérent au regard des infrastructures réseau tout en prenant en considération les freins à l'acceptabilité et le financement. L'objectif est d'atteindre en 2030 un taux de 10% de biométhane dans la consommation finale de gaz, en considérant une baisse de 20% de la consommation, soit une production de 1.7 TWh en 2030.

Révision du contrat de concession

Le SIGAZ a concédé à GRDF, la distribution du gaz naturel, sur une partie des communes du Département du Calvados incluses dans sa zone de desserte exclusive, aux termes d'une convention de concession, signée le 15 décembre 1997 pour une durée de 30 ans. Le terme de la concession étant fixé le 14 décembre 2027.

Suite à la fusion du SIGAZ et du SDEC ENERGIE, le SDEC ENERGIE, syndicat issu de cette fusion, dont la constitution a été autorisée par arrêté interpréfectoral en date du 4 mars 2014, s'est substitué au SIGAZ dans le cadre de l'exécution de cette convention de concession.

Convention de partenariat oct. 2021-oct. 2024

Le SDEC ENERGIE et GRDF ont souhaité matérialiser leur coopération sur de nombreux sujets à travers une convention de partenariat signée le 6 octobre 2021. Cette convention arrivant à échéance, les deux parties ont souhaité la renouveler.

Ceci étant exposé, il a été convenu et arrêté ce qui suit :

Article 1 – Objectifs de la convention

L'ambition des parties est de faire du réseau de gaz un vecteur de la décarbonation des territoires dans le département du Calvados.

GRDF et le SDEC ENERGIE partagent les objectifs suivants :

- favoriser le développement du biométhane et l'injection de gaz vert dans le réseau gaz ;
- mettre en valeur l'usage du gaz dans la mobilité durable, ainsi que les solutions de chauffage économes en énergie, dans un contexte de verdissement du réseau gaz et de solidarité pour l'accès à l'énergie ;
- œuvrer pour un réseau gaz intégré à son écosystème territorial.

La présente convention consiste à établir un programme de travail commun entre le SDEC ENERGIE et GRDF pour les trois prochaines années, et à définir les rôles et le cadre d'actions de chacun.

I. LE CALVADOS COMME TERRITOIRE DE GAZ VERT, DYNAMIQUE ET INNOVANT

Article 2 - Mise en œuvre du droit à l'injection - Zonages de raccordement

La Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR) et GRDF ont signé une charte « biométhane » de bonnes pratiques de collaboration pour l'élaboration et la mise à jour des zonages de raccordement, en amont des temps de consultations officielles.

Les parties s'engagent à mettre en œuvre cette charte à l'échelle locale.

Dans ce cadre, GRDF s'engage :

- à échanger avec le SDEC ENERGIE sur l'état **d'avancement des différents zonages et l'avancement de la dynamique des projets** (dans le respect des obligations de non divulgation des informations commercialement sensibles) au moins tous les 6 mois, par la présentation et la transmission d'un support de type power point ;
- A informer systématiquement le SDEC ENERGIE à l'établissement ou à la révision d'un zonage, par le biais d'une **consultation du syndicat par GRDF** environ 2 mois avant le lancement de la consultation officielle, afin de recueillir et intégrer dans la mesure du possible ses recommandations ;
- à présenter au SDEC ENERGIE l'ensemble des éléments techniques nécessaires à la bonne compréhension des projets de zonage, tel que précisé dans la charte nationale signée entre GRDF et la FNCCR, à savoir, à minima :
  - le gisement du potentiel diffus de chacun des cantons (résultats détaillés de l'étude SOLAGRO) en GWh et Nm3/h
  - le gisement diffus de la zone par origine (déjections animales, autres ressources agricoles, déchets d'industries agroalimentaires, déchets des collectivités…)
  - la cartographie des réseaux GRT et GRD de la zone mais aussi des **secteurs alentours** (à minima jusqu'au réseau de distribution de la poche la plus proche en dehors de la zone)
  - les capacités d'injection pour chacune des poches de gaz
  - la localisation les projets d'injection inscrits au registre de gestion des capacités conformément aux dispositions relatives à la protection des données personnelles et des informations commercialement sensibles
  - le potentiel de production Cmax prévu pour chacun des projets
  - le type de travaux de renforcement envisagés et leur positionnement le plus précisément possible
  - le détail de calcul du ratio I/V, à savoir les montants des investissements prévus, le volume de biométhane mobilisable via les projets ainsi que leur étape d'avancement et le volume de gisement diffus par canton (en GWh et Nm3/h). Le montant final I/V du ratio technico-économique détermine le niveau de prise en charge des travaux par le tarif d'acheminement. Si le ratio I/V est supérieur à 4700 €/Nm3.h, les parties s'attacheront d'abord à examiner d'autres solutions techniques (révision du tracé, type de renforcement…) puis sinon à étudier une contribution par tiers financement.

Le SDEC ENERGIE s'engage à répondre à l'ensemble des consultations d'élaboration ou de révisions des zonages le concernant dans un délai d'un mois. Les projets de zonages ou leurs révisions seront présentés dans une ou des commission(s) internes du SDEC ENERGIE.

GRDF s'engage à informer le SDEC ENERGIE de toute décision de la CRE concernant la modification des zonages dans un délai de 3 semaines suivant la date de parution de la décision.

GRDF transmettra chaque année les données suivantes :

- Nombre de points d'injection de gaz renouvelable sur le territoire de la Concession (existants et en projet) et taux de biométhane injecté par rapport à la consommation, à l'échelle de la concession. Une reconstitution de la donnée à des échelles territoriales plus fines pourra être réalisée ponctuellement pour répondre à un besoin.
- Pour chaque point d'injection :
  - Capacité d'injection au 31/12, en Nm3/h
  - Quantité annuelle injectée en MWh/an

Article 3 - Rattachement des ouvrages et réalisation des maillages

A partir du moment où le projet déclencheur d'un maillage est au jalon D4 (demande ICPE), et dans la mesure où GRDF rattache ces ouvrages à la concession du SDEC ENERGIE, il s'engage à l'informer dans les plus brefs délais.
Dans la mesure du possible, le SDEC ENERGIE pourra communiquer en anticipation auprès des communes traversées par les canalisations, pour réfléchir à un transfert de leur compétence gaz.
Avant la signature des conventions de rattachement, les deux parties s'accorderont sur un contenu « cadre ».
Les partenaires rencontreront ensemble les communes concernées par le tracé du maillage, au fur et à mesure des besoins.

Au fur et à mesure des besoins de raccordement des porteurs de projets, GRDF réalise les maillages.

Les partenaires pourront s'associer pour coorganiser et/ou cofinancer des évènements d'inaugurations à la mise en service des maillages (« tourner la vanne ») dans l'objectif de toujours faire mieux connaître et accepter les projets de gaz verts.

GRDF transmettra chaque année les données suivantes :

- Linéaires de réseau de maillage construit et en projet (en km) ainsi que le linéaire de réseau construit et en projet pour le raccordement d'installation en injection de gaz renouvelable (en km) ;
- Montant investi pour ces maillages et ces raccordements ;
- Equipements spécifiques (localisation, montant d'investissement) : rebours, …

Article 4 - Encourager l'émergence des projets de production de biométhane en collaboration avec les acteurs économiques locaux (agriculteurs, industriels…)

GRDF et le SDEC ENERGIE sont partenaires de **Métha'Normandie** et contribuent à sa mise en œuvre. A ce titre, ils soutiennent l'émergence et l'accompagnement de nouveaux projets. Ils portent également des actions complémentaires qui renforcent le programme régional.

GRDF travaille en partenariat avec les autres membres de Métha'Normandie pour mener des actions collectives vers les acteurs économiques, en particulier les agriculteurs et les porteurs de projet, mais aussi vers les industries agroalimentaires qui sont des potentiels apporteurs de matières. L'objectif est de faire connaitre les réalisations et d'échanger sur les pratiques et les données techniques, notamment par le biais de l'animation du **Métha'Réseau**. GRDF informera en particulier les agriculteurs et les porteurs de projets sur les potentiels offerts grâce aux projets de renforcements du réseau (maillage) et aux raccordements mutualisés.

Le SDEC ENERGIE et GRDF pourront coorganiser et / ou cofinancer des actions de communication vers les acteurs économiques actuels et futurs pour les sensibiliser : **Méth'AgriCamp**, visites de sites…Ces actions devront s'intégrer au programme Métha'Normandie. Elles pourront être développées notamment par le biais d'**animations territoriales renforcées** sur certains zonages ou dans les territoires identifiés à fort enjeu de développement de la méthanisation, en coopération avec les territoires.

Article 5 - Encourager l'émergence des projets de production de gaz verts en collaboration avec les collectivités

Les collectivités produisent des déchets : tontes de pelouses, boues de station d'épuration, biodéchets ménagers (restauration scolaire, biodéchets des particuliers collectés) qui sont des substrats potentiels pour la production de biométhane, par méthanisation ou gazéification hydrothermale. Elles peuvent s'impliquer dans des projets de production de gaz verts de différentes manières : elles peuvent apporter de la matière à traiter à des projets portés par des privés et/ou être directement maître d'ouvrage ou partie prenante d'une installation de valorisation (prise de parts au capital).

GRDF et le SDEC ENERGIE s'engagent à mener conjointement des actions de sensibilisation auprès des élus pour faire connaître ces procédés, par des visites de sites, des webinaires, des Ateliers de la Fabrique Energétique ou équivalent.

Article 6 - Améliorer l'acceptabilité de la méthanisation et faciliter le dialogue territorial

Les deux parties organiseront conjointement des actions de communication à destination des élus et du grand public (visites de sites, interventions dans les instances décisionnelles, Ateliers de la Fabrique Energétique ou équivalent, tenue d'un stand partagé lors d'événements de communication tels que Vachement Caen, publications …) en vue d'améliorer la connaissance, mettre en valeur les atouts de la méthanisation et au final, favoriser son acceptabilité.

Les partenaires mettront tout particulièrement en avant les synergies entre producteurs de biométhane et les usagers consommateurs, par le biais des externalités positives développées sur les territoires grâce à ces projets d'économie circulaire locale. Par exemple, il sera intéressant de mettre en avant le fait que le traitement par méthanisation des déchets agroalimentaires, issus de la valorisation des produits agricoles, permet de produire du biométhane, qui alimente ces mêmes industries et ses employés en énergie renouvelable.

GRDF et le SDEC ENERGIE mettront en avant la **Charte Métha'Normandie** auprès des porteurs de projet et des élus dans le cadre de leurs activités.

Dans la mesure de leur disponibilité, en fonction du besoin et sur sollicitation des communes ou des porteurs de projets (avec nécessairement l'accord préalable des communes), GRDF et le SDEC ENERGIE pourront accompagner les démarches de dialogue avec la population, notamment dans le cadre de réunions publiques. Pour ce faire, les deux parties pourront notamment s'appuyer sur les travaux menés dans le cadre de Métha'Normandie, à savoir le « kit acceptabilité » et sur Biomasse Normandie.

Article 7 – Procédés innovants de production de gaz verts

D'autres filières de production de gaz verts sont actuellement en train d'émerger dans l'ensemble des territoires et visent à offrir des solutions d'exutoires et de valorisation d'une plus grande variété de déchets. Le SDEC ENERGIE et GRDF pourront coorganiser et/ou cofinancer des actions d'information et de communication sur les gaz verts et les techniques innovantes de production.

La pyrogazéification est un procédé visant à porter à haute température et en absence ou défaut d'oxygène, des intrants carbonés solides qui sont alors transformés en gaz. Ce procédé permet de valoriser une grande variété de gisements en traitant les déchets résiduels secs souvent destinés à l'incinération ou l'enfouissement.

La gazéification hydrothermale permet la production de gaz verts à partir d'une biomasse humide, tout en récupérant les sels minéraux (azote, phosphore, potassium…) contenus dans les intrants.

La méthanation consiste à produire des gaz verts, en combinant de l'hydrogène issu d'électrolyse (power-to-gas), et du CO2 pouvant provenir de l'épuration de biogaz ou de processus industriels. C'est une des réponses possibles au développement des énergies renouvelables quand le réseau électrique est limitant. Ce procédé permet de créer des ponts entre les réseaux de gaz et d'électricité, en faveur de la décarbonation des usages et de l'autonomie énergétique.

II. ACCOMPAGNER LA STRATEGIE DE DECARBONATION DES USAGES

Article 8– Promouvoir l'usage GNV/ bioGNV

Sachant que :

- ✓ le TEN, Territoire d'Energies Normandie, la Région Normandie, l'AURH, Circoé et GRDF sont partenaires d'un outil d'aide à la décision et de connaissance des potentiels pour le déploiement de stations d'avitaillement GNV pour véhicules lourds (« étude Circoé »).
- ✓ les stations d'avitaillement GNV participent à l'attractivité des territoires, en donnant accès à des stations de mobilités propres pour les véhicules lourds
- ✓ les stations d'avitaillement pourraient être mutualisées pour répondre aux besoins de mobilité propre des véhicules >3.5 T des collectivités et des flottes de véhicules des entreprises de transport de marchandises (entreprises logistiques) ou de voyageurs (compagnies de bus).Le plan stratégique 2021/2026 du SDEC ENERGIE vise à favoriser le déploiement d'infrastructures de recharge pour véhicules GNV et Bio GNV.

Pour permettre la décarbonation de la mobilité lourde, les deux parties pourront sensibiliser les élus et les acteurs économiques du Calvados au (bio)GNV, par le biais d'ateliers de la Fabrique Energétique ou d'interventions à titre d'expert à la demande des communes ou EPCI, en particulier en lien avec leurs compétences de développement économique, transports publics ou collecte des déchets.

Pour répondre à des besoins ponctuels comme la réalisation d'études ou l'organisation de réunions de sensibilisation, GRDF pourra transmettre des données d'état des lieux de la filière GNV dans le Calvados :

- Localisation des stations GNV ouvertes au public ou multi-acteurs raccordées au réseau de la Concession
- Consommations gaz de ces stations (dans le respect des informations commercialement sensibles)

Article 9 – Actions de maîtrise de la demande en énergie dans les bâtiments publics

GRDF et le SDEC ENERGIE pourront être partenaires pour coorganiser et/ou cofinancer des évènements d'information à destination des élus et agents des collectivités, sur les solutions hybrides de chauffage au gaz (PAC, solaire thermique, RCU biomasse…). Bien dimensionnés pour un équilibre adapté entre les deux énergies choisies, ces équipements permettent de combiner une solution gaz accessible financièrement avec une solution EnR, souvent plus couteuse et donc de tirer le meilleur parti des deux énergies.

Selon leurs besoins et leurs disponibilités, les agents du Conseil en Energie Partagé du SDEC ENERGIE et les Responsables Développement de GRDF pourront **échanger sur ces technologies**.

De manière exceptionnelle sur le périmètre de la concession, et sur proposition du SDEC ENERGIE, GRDF pourra réaliser gratuitement des **pré-études de dimensionnement** de solutions hybrides (PAC électrique + chaudière gaz) pour les bâtiments des collectivités adhérentes au Conseil en Energie partagé du SDEC ENERGIE. Ces pré-études serviront de support d'expertise au SDEC ENERGIE dans le cadre de ses activités de conseil neutre et indépendant délivré aux collectivités.
En complément et au cas par cas, GRDF pourra proposer de participer au financement du **surcout d'étude de substitution de chaudière par des solutions hybrides** auprès d'un BET, dans le respect des engagements internes à GRDF. Chaque dossier sera étudié par les équipes GRDF. Dans ce cas, une convention spécifique sera conclue avec le partenaire pour définir le nombre d'études et le montant maximum de participation de GRDF

Par ailleurs, GRDF s'engage à former le SDEC ENERGIE **à ses outils de suivi des consommations de gaz (**plateforme « @ToutVisuConso » ou espace client du site internet de GRDF). Le SDEC ENERGIE pourra faire connaître ces outils aux collectivités adhérentes, en particulier celles accompagnées en CEP.

Article 10 – Accompagner les usagers dans la maîtrise de l'énergie

GRDF a développé un *Pacte Transitions* pour accompagner les organismes du logement social et leurs résidents dans leurs objectifs de transition écologique, énergétique et solidaire. Ce pacte est un outil qui pourra être proposé sur le périmètre concessif du Calvados pour faciliter la prise en main des logements rénovés par leurs locataires et les sensibiliser aux économies d'énergies (éviter les « effets rebond »).

Le SDEC ENERGIE participe à des forums « énergie-logement » organisés par les collectivités, CCAS…pour informer les habitants sur les aides sociales d'accès à l'énergie. Le SDEC ENERGIE pourra tenir GRDF informé de ces événements pour qu'il puisse éventuellement également y participer.

En fonction des projets de rénovation accompagnés par le SDEC ENERGIE sur certains logements communaux, des animations pourront être organisées par les partenaires sur le principe du *Pacte Transitions*, mais adapté (et dimensionné) selon le contexte.

Article 11 - Accompagner les usagers dans la décarbonation des usages

Le SDEC ENERGIE mène des actions en faveur de la réduction de la demande en énergie des logements des publics précaires accompagnés par des acteurs du dispositif MAR, « Mon Accompagnateur Rénov ». Il soutient financièrement les travaux de rénovation thermique et le travail des conseillers,

En complément, dans l'ambition de décarboner le résidentiel diffus et d'accompagner l'efficacité énergétique chez les particuliers , GRDF et le SDEC ENERGIE :

- pourraient partager des informations afin de localiser des zones d'actions prioritaires (les ménages ayant des chaudières fioul en zone de gaz et les ménages précaires) dans le but de mener ensemble des campagnes de communication sur les territoires volontaires, afin d'informer les habitants sur les bénéfices des nouvelles solutions de chauffage bas carbone.
- pourraient étudier la mise en place de dispositifs de soutien pour le remplacement d'anciennes chaudières (gaz ou fioul) par d'autres solutions plus performantes, incluant des solutions gaz le cas échéant (chaudières THPE / PAC hybrides…). Le contenu et les conditions de mise en œuvre de ces éventuels dispositifs en faveur des ménages serait à détailler dans une -ou des- convention(s) annexe(s).

III REDUIRE L'IMPACT DES ACTIVITES DU SERVICE PUBLIC DE LA DISTRIBUTION DE GAZ

Article 12 - Vision prospective d'adaptation des équipements gaziers à la décarbonation des usages

Les partenaires ont lancé au 2ème semestre 2024 une étude prospective d'évolution du portefeuille de la concession et de ses impacts d'ici 2030 et 2050, sur la base des hypothèses d'évolution des scénarios ADEME S2 & S3, de l'étude Perspective Gaz et de l'ATRD 7.
L'étude a vocation à devenir un outil de réflexion et de communication interne et externe pour faire les bons choix en termes de stratégie énergétique et de pertinence d'investissement.

D'autres études pourront être menées en partenariat, comme :

- des études sur la faisabilité technique, économique et juridique de conversion des concessions propane en concession gaz naturel/biométhane ;
- une étude plus macro sur la place du gaz dans le Calvados à l'horizon 2050 ;
- des études d'optimisation de l'utilisation du réseau (réseaux gaziers intelligents).

Article 13 - Démarche qualité des partenaires

L'impact environnemental du service public de la distribution de gaz est pour partie liée aux activités du SDEC ENERGIE et de GRDF. Pour le limiter, les deux partenaires se doivent d'être exemplaires et d'agir en interne

Chacune des parties porte une démarche volontaire de développement durable. Pour GRDF, la région Nord-Ouest est labellisée Lucie 26000 depuis 2018 (label basé sur le référentiel ISO 26 000). Le SDEC ENERGIE est engagé dans un Système de Management de l'Energie selon le référentiel ISO 50 001 depuis 2022.

Le SDEC ENERGIE a déjà quasiment entièrement converti sa flotte de véhicules à l'électrique, décarbonant la mobilité de ses agents. De plus, le bâtiment administratif du SDEC ENERGIE est soumis au décret tertiaire. Le SDEC ENERGIE a établi un plan d'actions pour atteindre -40% de consommations d'énergie entre 2013 et 2030. Le changement des 2 chaudières gaz naturel actuelles est une mesure de ce plan d'actions qui devrait avoir un impact significatif sur les consommations et l'impact carbone du fonctionnement du bâtiment.

GRDF propose d'accompagner le SDEC ENERGIE dans sa démarche ISO 50 001 :

- GRDF propose de faire une **étude de prédimensionnement d'une installation hybride** pour le bâtiment du SDEC ENERGIE, en couplant une chaudière gaz à une PAC électrique. Le but d'une pré-étude est d'estimer :
  - la part de la puissance renouvelable (réalisée à partir d'une PAC électrique) nécessaire par rapport à la puissance gaz à installer,
  - Les coûts d'investissement et de fonctionnement (achat d'énergie, exploitation…)

  L'étude de prédimensionnement doit permettre d'obtenir une image des gains en termes de consommations d'énergie (installations avec de meilleures rendements que les chaudières actuelles), de la part d'ENR dans la consommation de chauffage et du gain en émissions de GES.

- GRDF propose également de réaliser une **pré-étude du décret BACS** portant sur la gestion du bâtiment du SDEC ENERGIE par Gestion Technique du Bâtiment (GTB) et sur l'optimisation des consommations (diagnostic de l'installation existante, détermination de la classe du bâtiment).

- Enfin, GRDF met à disposition du SDEC ENERGIE ses **outils de suivis des consommations** :
  - @toutvisuconso, dans le cadre d'une gestion patrimoniale
  - Espace client sur leur site internet. Il peut concerner plusieurs sites, et viser donc non seulement le siège administratif mais également les équipements des installations bois énergie réalisées en régie qui consommeraient du gaz en énergie de secours.

GRDF s'est doté d'un nouveau projet d'entreprise « Mission décarbonation » pour les 4 années à venir. Ce projet vise à soutenir la transition écologique avec un réseau adapté et des collaborateurs mobilisés en faveur de l'efficacité énergétique et d'un gaz à terme 100 % renouvelable.
Pour démontrer son engagement dans la lutte contre le changement climatique, GRDF se fixe comme objectif de réduire son empreinte carbone de 50 % d'ici à 2030 par rapport à 2009.
Pour atteindre cet objectif national,

- GRDF sensibilise quotidiennement ses salariés aux enjeux environnementaux et sociétaux à travers divers moyens tels que des ateliers collectifs, des e-learnings, des fresques, des quiz et des challenges. GRDF a également mis en place une plateforme pour développer et favoriser le covoiturage des salariés.
- Le bâtiment de GRDF situé à IFS regroupe la majeure partie des effectifs du département. Il a été conçu selon une approche bioclimatique (avec une isolation renforcée par l'extérieur, des vitrages et occultants performants, il est chauffé par une chaudière gaz à condensation THPE…). De plus, le site dispose d'une station GNV pour alimenter les véhicules de service fonctionnant au gaz.
  Pour préserver la biodiversité, les espaces verts font l'objet d'une gestion différenciée avec une fauche tardive, une tonte raisonnée et absence d'usages de produits phytosanitaires.
- GRDF a la volonté de développer l'usage de PE biosourcé et/ou enrubanné
- GRDF sensibilise ses entreprises prestataires aux impacts environnementaux et sociétaux des chantiers au travers le partage de bonnes pratiques.

IV. SUIVI DE LA CONVENTION

Article 14 – Durée de la convention et révision

La convention est prévue pour 3 ans, à compter du 1er janvier 2025, mais elle sera résiliée de plein droit à la date de signature du nouveau contrat de concession et au plus tard le 31 décembre 2027. Elle pourra être révisée ou amendée par avenant, signé par les deux parties.

En cas de non-respect des engagements par une des parties ou par simple volonté de sortir du partenariat, la convention peut être dénoncée après échange préalable entre les dirigeants des deux parties.

Article 15 – Pilotage et suivi

GRDF et le SDEC ENERGIE se réunissent au moins une fois par an, pour faire le bilan des actions menées et élaborer conjointement un programme de mise en œuvre de cette convention pour l'année à venir, en veillant à une répartition équitable entre les parties.

Il n'y a pas de chef de file attitré pour le suivi de la mise en œuvre de cette convention. C'est le binôme GRDF/le SDEC ENERGIE qui en est responsable. Chacun prépare les documents qui le concernent. Un accord est pris au début de chaque séance pour désigner l'un ou l'autre des partenaires comme pilote de la réunion. Il rédige alors le compte-rendu et le partage aux autres personnes présentes pour consolidation et validation.

Le compte-rendu doit, dans la mesure du possible, être produit au plus tard 15 jours après la réunion.

ARTICLE 16 - Financement

Le pilotage de cette convention ne met pas en jeu de flux financier entre les parties.

Toutefois, la réalisation de certaines actions peut nécessiter des engagements financiers de la part des partenaires (répartition des frais d'organisation d'une visite de site de méthanisation, dédommagement de frais d'intervenants, versement d'une aide financière… par exemple). Cette convention de partenariat pose un cadre de coopération mais ne préjuge en rien de l'accord donné pour la mise en œuvre d'actions qui en découleraient. L'engagement des actions reste soumis à l'approbation des instances décisionnelles de chacune des parties.

Il n'est pas exclu que la réalisation d'une action par l'un des partenaires puisse être soutenue financièrement par l'autre.

Dans le cas d'une ou plusieurs action(s) impliquant des flux financiers entre les partenaires, les modalités, seraient décrites dans le cadre de conventions dites « filles » annexées à la présente.

Fait à Caen, le 23 décembre 2024

En deux exemplaires originaux, (*)

Pour le SDEC ENERGIE	**Pour GRDF**
La Présidente	Le Directeur Territorial Normandie
Catherine GOURNEY-LECONTE	**Vincent JEAN-BAPTISTE**

(*) Parapher l'intégralité des pages

Avenant n°2 à la Convention relative aux modalités de calcul et de versement de la PCT sur le territoire de la Concession du Syndicat Départemental d'Energies du Calvados

Entre les soussignés :

Syndicat Départemental d'Energies du Calvados usuellement dénommé SDEC ENERGIE autorité concédante du service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés sur son territoire, représenté par la Présidente Mme. Catherine GOURNEY-LECONTE dûment habilitée à cet effet par délibération du comité syndical du 12 décembre 2024 domicilié Esplanade Brillaud de Laujardière, ZAC de la Folie Couvrechef, Porte de l'Europe, CS 75046-140077 Caen Cedex 5,

désigné ci-après « **l'Autorité concédante** », d'une part,

et, d'autre part,

Enedis, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 4, Place de la Pyramide 92800 PUTEAUX, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par Monsieur Jean Olivier MARTIN, Directeur Régional Enedis, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 1er avril 2021 par Mme la Présidente et les membres du Directoire d'Enedis, faisant élection de domicile au 9, Place de la Pucelle, 76024 Rouen Cedex,

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

Ci-après désignés ensemble par « les Parties ».

Exposé des motifs

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

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

L'annexe 2 bis dudit cahier des charges précise les modalités de versement, par le Gestionnaire du réseau de distribution à l'Autorité concédante, de la prise en charge des coûts de raccordement couverte par le TURPE lorsque l'Autorité concédante est maître d'ouvrage de travaux de raccordement, en application de l'Article 5 de l'annexe 1 au cahier des charges de concession.

Ce versement est équivalent à la part couverte par le tarif (PCT) dont bénéficie le Gestionnaire du réseau de distribution lorsqu'il est lui-même maître d'ouvrage des travaux de raccordement.

En application de ces dispositions, les parties ont conclu le 29 juin 2018 et le 22 décembre 2022 deux conventions consécutives ayant pour objet de préciser les modalités opérationnelles liées au paiement de la PCT.

Le terme de la seconde convention ayant été fixé au 31 décembre 2024, les parties ont décidé de le reconduire et donc, ont convenu ce qui suit :

Article 1 – Objet de l'avenant

Les parties conviennent de prolonger la durée de la convention relative aux modalités de calcul et de versement de la PCT Sur le territoire de la Concession du Syndicat Départemental d'Energies du Calvados en date du 22 décembre 2022, jusqu'au 31 décembre 2026.

Les dispositions de l'article 7 de ladite convention sont donc supprimées et remplacées par les dispositions ci-dessous :

> **« Article 7 – Date d'effet et durée**
>
> La présente convention est conclue pour une période initiale **de 4 ans** à compter du 1er janvier 2023, son terme est fixé au **31 décembre 2026**.
>
> Chaque partie peut dénoncer la convention sans justification particulière en faisant part de sa décision à l'autre partie, par écrit en lettre recommandée avec accusé de réception. Le préavis sera dans ce cas de 3 mois.
>
> **Les parties conviennent que la convention est résiliée de plein droit dans un délai de six mois à compter de la date de prise d'effet d'un des événements suivants :**
>
> - **Modification des dispositions cahier des charges de distribution publique d'électricité en vigueur sur la concession du Calvados venant contredire ou modifier les dispositions de la présente convention.**
> - **Evolution des dispositions législatives et règlementaires relatives à la définition des ouvrages de branchement et d'extension, ainsi qu'à la notion de renforcement des réseaux existants.** »

Article 2 – Date d'effet et formalités

Le présent avenant prendra effet après signature par les Parties et accomplissement par l'Autorité Concédante des formalités propres à le rendre exécutoire, telles que prévues par le Code général des collectivités territoriales, notamment sa transmission à la préfecture du Calvados.

Fait à Caen, en trois exemplaires originaux,

Le 23 décembre 2024

Pour l'Autorité concédante,	**Pour le Concessionnaire,**
La Présidente du SDEC-ENERGIE,	Le Directeur Régional Normandie Enedis
Madame Catherine GOURNEY-LECONTE	Monsieur Jean-Olivier MARTIN

Avenant n°2 à la Convention d'échanges dans le cadre de l'exécution des travaux du SDEC ENERGIE

Entre les soussignés :

Syndicat Départemental d'Energies du Calvados usuellement dénommé SDEC ENERGIE autorité concédante du service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés sur son territoire, représenté par la Présidente Mme. Catherine GOURNEY-LECONTE dûment habilitée à cet effet par délibération du comité syndical du 12 décembre 2024 domicilié Esplanade Brillaud de Laujardière, ZAC de la Folie Couvrechef, Porte de l'Europe, CS 75046-140077 Caen Cedex 5,

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

et, d'autre part,

Enedis, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 4, Place de la Pyramide 92800 PUTEAUX, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par Monsieur Jean Olivier MARTIN, Directeur Régional Enedis, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 1er avril 2021 par Mme la Présidente et les membres du Directoire d'Enedis, faisant élection de domicile au 9, Place de la Pucelle, 76024 Rouen Cedex,

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

et ensemble « les Parties ».

Exposé des motifs

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

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

L'article 14 dudit cahier des charges (1°) organise les échanges entre l'Autorité concédante et le Concessionnaire préalablement aux travaux et précise notamment que :

- Dans ce cadre le Concessionnaire transmet au concédant **au moins trois semaines à l'avance**, sauf cas d'urgence dont il rend compte, les pièces constitutives de la consultation réglementaire prévue pour l'établissement des ouvrages sur le réseau concédé.

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

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

Les modalités de remise au Concessionnaire des ouvrages construits ou modifiés par l'Autorité concédante sont définies par l'article 14 du cahier des charges.

Les échanges entre les parties dans le cadre de la valorisation des ouvrages sont décrits dans la convention relative à la valorisation par le Concessionnaire des ouvrages construits sous la maitrise d'ouvrage de l'Autorité concédante.

Dans ce cadre, les parties ont souhaité renforcer leurs échanges préalablement aux travaux et préciser les modalités de mise en œuvre de ces échanges lorsque les travaux sont en cours ou ont été réalisés.

Deux conventions consécutives d'échanges dans le cadre de l'exécution des travaux du SDEC ENERGIE ont été conclues dont la seconde arrive à son terme le 31 décembre 2024. Les parties ont décidé de la reconduire et donc ont convenu ce qui suit :

Article 1 – Objet de l'avenant

Les parties conviennent de prolonger la durée de la convention d'échanges dans le cadre de l'exécution des travaux du SDEC ENERGIE en date du 22 décembre 2022, jusqu'au 31 décembre 2025.

Les dispositions de l'article 3 de ladite convention sont donc supprimées et remplacées par les dispositions ci-dessous :

« Article 3 – Date d'effet, durée de la convention résiliation,

Les dispositions de la présente convention prennent effet le 1er janvier 2023, pour expirer **le 31 décembre 2025**. Un groupe de travail est mis en place afin de mesurer l'intérêt de faire évoluer le contenu de la convention d'échanges.

Ce groupe de travail se réunira autant que nécessaire à compter du 1er janvier 2023 et jusqu'à son terme, afin d'évaluer les modifications éventuelles à apporter à la convention initiale compte-tenu :

- D'une part des modifications apportées à l'arrêté technique du 17 mai 2001, et à la documentation technique de référence publiée par le gestionnaire du réseau de distribution depuis l'entrée en vigueur de la convention d'échanges susmentionnée,
- Et d'autre part de l'entrée en vigueur du guide de conception du réseau de distribution. A l'issue de la validation du guide, les parties intègreront les dispositions du guide à la convention.
- Les évolutions de la PSEDO (Prescription de Sécurité de l'Exploitation au Donneur d'Ordre). La PSEDO regroupe les prescriptions du Gestionnaire de réseau de distribution (GRD) à disposition des donneurs d'ordres qui souhaitent effectuer des travaux, qu'ils soient d'ordre électrique ou non, sur les ouvrages exploités par le GRD.

Chaque partie peut dénoncer la convention sans justification particulière en faisant part de sa décision à l'autre partie, par écrit en lettre recommandée avec accusé de réception. Le préavis sera dans ce cas de 6 mois.

Les parties conviennent que la convention est résiliée de plein droit dans le cas d'une modification du cahier des charges de distribution publique d'électricité en vigueur sur la concession du Calvados venant contredire ou modifier les dispositions de la présente convention.

Les parties à la convention portent les modalités arrêtées dans le présent document à la connaissance de ses interlocuteurs et prestataires et veille à la bonne application de cette convention. »

Article 2 – Date d'effet et formalités

Le présent avenant prendra effet après signature par les Parties et accomplissement par l'Autorité Concédante des formalités propres à le rendre exécutoire, telles que prévues par le Code général des collectivités territoriales, notamment sa transmission à la préfecture du Calvados.

Fait à Caen, en trois exemplaires originaux

Le 23 décembre 2024

Pour l'Autorité concédante,	**Pour le Concessionnaire,**
La Présidente du SDEC-ENERGIE,	Le Directeur Régional Normandie Enedis
Madame Catherine GOURNEY-LECONTE	Monsieur Jean-Olivier MARTIN

Avenant n°2 à la Convention relative à la valorisation par le Concessionnaire des ouvrages construits sous la maitrise d'ouvrage de l'Autorité concédante

Entre les soussignés

Syndicat Départemental d'Energies du Calvados usuellement dénommé SDEC ENERGIE autorité concédante du service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés sur son territoire, représenté par la Présidente Mme. Catherine GOURNEY-LECONTE dûment habilitée à cet effet par délibération du comité syndical du 12 décembre 2024 domicilié Esplanade Brillaud de Laujardière, ZAC de la Folie Couvrechef, Porte de l'Europe, CS 75046-140077 Caen Cedex 5,

désigné ci-après « **l'Autorité concédante** », d'une part,

et, d'autre part,
Enedis, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 4, Place de la Pyramide 92800 PUTEAUX, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par Monsieur Jean Olivier MARTIN, Directeur Régional Enedis, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 1er avril 2021 par Mme la Présidente et les membres du Directoire d'Enedis, faisant élection de domicile au 9, Place de la Pucelle, 76024 Rouen Cedex,

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

et ensemble « les Parties ».

Il a été exposé et convenu ce qui suit.

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

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

Dans ce cadre les ouvrages réalisés par l'Autorité concédante et mis en exploitation par le Concessionnaire, sont valorisés et inscrits à l'inventaire des ouvrages concédés.

Deux conventions en date du 29 juin 2018 et du 22 décembre 2022 ont fixé les modalités d'échanges entre le Concessionnaire et l'Autorité concédante pour la valorisation des ouvrages construits sous maîtrise d'ouvrage de l'Autorité concédante.

L'avenant à la convention arrivant à son terme le 31 décembre 2024, les parties ont décidé de la reconduire pour une durée d'un an.

Article 1 – Objet de l'avenant

Les parties conviennent de prolonger la durée de la convention relative à la valorisation par le Concessionnaire des ouvrages construits sous la maitrise d'ouvrage de l'Autorité concédante d'échanges en date du 22 décembre 2022, jusqu'au 31 décembre 2025.

Les dispositions de l'article 5 de ladite convention sont donc supprimées et remplacées par les dispositions ci-dessous :

> **« Article 5 - Date de prise d'effet et durée de la convention**
>
> La présente convention prend effet à compter du 1er janvier 2023. Son terme est fixé au **31 décembre 2025.**
>
> Chaque partie peut dénoncer la convention sans justification particulière en faisant part de sa décision à l'autre partie, par écrit en lettre recommandée avec accusé de réception. Le préavis sera dans ce cas de 3 mois.
>
> Les parties conviennent que la convention est résiliée de plein droit dans le cas d'une modification du cahier des charges de distribution publique d'électricité en vigueur sur la concession du Calvados venant contredire ou modifier les dispositions de la présente convention.
>
> Au plus tard trois mois avant l'échéance de la présente convention, les Parties se rencontreront afin d'examiner les modalités de son éventuel renouvellement. »

Article 2 – Date d'effet et formalités

Le présent avenant prendra effet après signature par les Parties et accomplissement par l'Autorité Concédante des formalités propres à le rendre exécutoire, telles que prévues par le Code général des collectivités territoriales, notamment sa transmission à la préfecture du Calvados.

Fait à Caen, en trois exemplaires originaux.

Le 23 décembre 2024

Pour l'Autorité concédante,	**Pour le Concessionnaire,**
La Présidente du SDEC-ENERGIE,	Le Directeur Régional Normandie Enedis
Madame Catherine GOURNEY-LECONTE	Monsieur Jean-Olivier MARTIN

CONVENTION POUR UN RÉFÉRENTIEL COMMUN
TERME I

Entre les soussignés :

Syndicat Départemental d'Energies du Calvados usuellement dénommé SDEC ENERGIE autorité concédante du service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés sur son territoire, représenté par la Présidente Madame Catherine GOURNEY-LECONTE dûment habilitée à cet effet par délibération du comité syndical du 12 décembre 2024 domicilié Esplanade Brillaud de Laujardière, ZAC de la Folie Couvrechef, Porte de l'Europe, CS 75046-140077 Caen Cedex 5,

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

et, d'autre part,

Enedis, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 4, Place de la Pyramide 92800 PUTEAUX, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par Monsieur Jean Olivier MARTIN, Directeur Régional Enedis, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 1er avril 2021 par Mme la Présidente et les membres du Directoire d'Enedis, faisant élection de domicile au 9, Place de la Pucelle, 76024 Rouen Cedex,

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

et ensemble « les Parties ».

Il a été exposé et convenu ce qui suit.

Exposé des motifs

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

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

En contrepartie des dépenses supportées par l'Autorité concédante au bénéfice des missions de service public faisant l'objet de la concession, une redevance annuelle de concession prévue à l'alinéa A) de l'article 4 du cahier des charges lui est versée par le Concessionnaire. Cette redevance comporte deux parts : la première, dite "de fonctionnement", et la deuxième part, dite "d'investissement". Cette part de la redevance est désignée ci-après par le terme R2.

La détermination de R2 fait intervenir plusieurs valeurs dont celle dit du terme I correspondant au montant total hors taxes en euros, mandaté au cours de l'année pénultième par l'autorité concédante ou par ses communes ou groupements de communes membres, des dépenses d'investissement permettant de mettre en œuvre, pour le réseau public de distribution concédé, les dispositions légales relatives à la transition énergétique, et permettant notamment de différer ou d'éviter le renforcement de celui-ci.

L'article 2.3.1 de l'annexe 1 de la convention en date du 29 juin 2018 précise la nature des investissements éligibles au terme I et expose que : « les investissements éligibles au titre du terme I seront les investissements tels que définis ci-dessus, si les deux conditions suivantes sont remplies :

- conclusion d'un accord national tel que prévu à l'article 3 de l'accord-cadre signé le 21 décembre 2017 entre la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis.
- conclusion d'un accord local visant à déterminer un référentiel des dépenses éligibles au terme I, en cohérence avec l'accord national.

Un premier accord national a été conclu le 29 juin 2019 qui a donné lieu à la conclusion d'un accord local dont le terme est fixé au 31 décembre 2026.

Un avenant n° 1 à ce protocole a été conclu le 20 novembre 2024 afin de préciser les conditions d'éligibilité au terme I des dépenses d'investissements en matière d'éclairage public, de pilotage des infrastructures de recharge pour véhicule électrique (IRVE), et de dispositifs de stockage d'énergie. Cet avenant dispose au surplus que les dépenses d'investissements éligibles excédant le plafond du terme I en année n peuvent être reportées en année n + 1 dans la limite du plafond fixé en n+1.

Les parties ont conclu plusieurs accords locaux dont le dernier en date du 22 décembre 2022 arrive son terme le 31 décembre 2026.

La présente convention a pour objet de conclure un nouvel accord local intégrant les dispositions de l'avenant n°1. Elle met fin automatiquement à la convention en date du 22 décembre 2022.

ARTICLE 1 – OBJET

L'Autorité concédante et le Concessionnaire ont souhaité optimiser l'instruction annuelle de la part R2 dite « d'investissement » de la redevance de concession.

Dans ce cadre, la présente convention définit :

1. un référentiel commun précisant les critères d'éligibilité de certaines dépenses d'investissement réalisées par l'Autorité concédante ou par ses communes ou groupements de communes membres, au terme I de la part R2 de la redevance de concession,

2. le formalisme du processus de vérification des données.

ARTICLE 2 – CRITÈRES D'ÉLIGIBILITÉ

2.1 Maître d'ouvrage des travaux

Entrent dans le périmètre du terme I de la part R2 de la redevance de concession, les dépenses d'investissement mandatées au cours de l'année pénultième par l'Autorité concédante ou par ses communes ou groupements de communes membres, permettant de mettre en œuvre, pour le réseau public de distribution concédé, les dispositions légales relatives à la transition énergétique, et permettant notamment de différer ou d'éviter le renforcement de celui-ci.

2.2 Principes généraux régissant les investissements éligibles au terme I

Les parties conviennent de se concerter chaque année sur les investissements envisagés en vue d'assurer la bonne mise en œuvre des stipulations contractuelles et la prévention des différends relatifs à l'éligibilité au terme I.

Les dépenses d'investissement éligible au terme I doivent répondre aux conditions suivantes :

- Les dépenses d'Investissement éligibles sont réalisées sur le territoire de la concession.
- Le montant des dépenses d'investissement éligible est le montant total hors taxes en euros, mandaté au cours de l'année pénultième (n-2) par l'autorité concédante ou par ses communes ou groupements de communes membres. Il s'agit :
    - des dépenses d'investissement éligible permettant de mettre en œuvre, pour le réseau public de distribution concédé, les dispositions légales relatives à la transition énergétique et permettant, notamment, de différer ou d'éviter le renforcement de celui-ci .
    - des diagnostics ou études préalables ayant effectivement conduit à la réalisation de ces investissements.

Par exception, les dépenses d'investissements éligibles excédant le plafond du terme I en année n peuvent être reportées en année n + 1 dans la limite du plafond fixé en n+1.

- Le montant des dépenses d'investissement éligible est déterminé à partir des attestations d'investissement établies par l'autorité concédante conformément au modèle national, mentionnant notamment les coûts exposés et les éventuels financements de tiers.
- Les investissements faisant l'objet d'un autre financement de la part d'Enedis ou par des programmes d'aides pour l'électrification rurale ou par tout autre programme de péréquation des charges d'investissement financé avec le concours des GRD d'électricité qui lui serait adjoint ou substitué sont exclus montant des dépenses d'investissement éligible.
- Les montants des aides, participations ou contributions de tiers (autres que les communes ou groupements de communes membres) sont défalquées du montant des dépenses d'investissement éligible
- Le montant des dépenses d'investissement éligible inclut les coûts de maîtrise d'œuvre dans la mesure où ils correspondent aux coûts réels exposés justifiés à partir de la comptabilité de l'autorité concédante.
- Sont exclues des dépenses d'investissement éligible toute dépense de fonctionnement ou de maintenance. En matière d'éclairage public, sont notamment concernées les dépenses de :
    - Remise en état, réglages, vérifications, recherche de pannes ou de défauts ;
    - Simple remplacement de lampes défectueuses ou usagées ou tout autre petit matériel électrique ;

- Nettoyage des installations, peinture pour la réfection des candélabres ;
- Mise en sécurité, service d'astreinte ;
- Contrôle de la stabilité des candélabres ;
- Simple dépose (candélabre, console etc.) ;
- Remplacement ponctuel de candélabre ;
- Essais de candélabres et de lanternes ;
- Dépenses consécutives à un accident ou à un autre acte de vandalisme.

2.3 Nature des dépenses d'investissement éligible

Les dépenses d'investissement éligible portent sur les dépenses d'investissements liées à l'éclairage public, le dispositif de pilotage des IRVE et les dispositifs de stockage d'énergie.

La nature précise des travaux concernés, leurs conditions d'éligibilité, la nature des dépenses prises en compte ou non sont précisées dans à l'annexe n°1 de la présente convention.

2.4 Référencement de la dépense dans l'état détaillé

L'état détaillé par affaire comprenant les éléments de calcul et les pièces justificatives prévues aux articles 2.3.1 et 2.6 de l'annexe 1 du cahier des charges précise :

- la collectivité maître d'ouvrage,
- la situation des travaux (Collectivité, adresse, voie concernée, etc.),
- la destination de l'ouvrage (par exemple, passage piétonnier, piste cyclable, etc....),
- le montant des travaux réalisés,
- leur nature (catégorie de travaux, liste des matériels installés),
- le numéro et la date d'émission de chaque mandat afférent aux travaux considérés,
- le montant des éventuels financements de tiers (aides, participations, contributions).

ARTICLE 3 – PROCÉDURE DE VÉRIFICATION DES DEPENSES INVESTISSEMENTS ELIGIBLE AU TITRE DU TERME I

Il sera procédé à un contrôle par Enedis sur un échantillon de cinquante opérations sélectionnées par Enedis parmi la liste des opérations déclarées par l'Autorité concédante au titre de l'année considérée.

Cet échantillon sera composé de dix-huit opérations d'effacement sous maitrise d'ouvrage du SDEC ENERGIE, de vingt autres opérations sous maitrise d'ouvrage du SDEC ENERGIE et de douze opérations sous maitrise d'ouvrage d'autres collectivités.

La totalité de l'assiette présentée sera validée si la conformité de l'échantillon au référentiel est supérieure, en montant, à quatre-vingt-dix pourcents.

En cas de non-conformité, le contrôle s'exercera sur la totalité des opérations déclarées.

ARTICLE 4 – CALENDRIER DU CONTRÔLE

Conformément au contrat, l'Autorité concédante fournit la liste des affaires éligibles au terme I au plus tard le 15 avril sous format électronique.

Le Concessionnaire communique à l'Autorité concédante sous 2 semaines calendaires l'échantillon, objet du contrôle.

Le contrôle a lieu dans les locaux de l'Autorité concédante.

Le Concessionnaire communique à l'Autorité concédante le bilan du contrôle avant le 15 juin.

ARTICLE 5 – DURÉE DE LA CONVENTION ET ENTRÉE EN VIGUEUR

La présente convention prend effet à compter 1er janvier 2025.

Son terme est fixé au 31/12/2026.

Les parties s'engagent à réexaminer les termes de la présente convention au plus tard au 15 décembre 2026.

Fait à Caen, en trois exemplaires originaux

Le 23/12/2024

Pour l'Autorité concédante, La Présidente du SDEC-ENERGIE,	Pour le Concessionnaire, Le Directeur Régional Normandie Enedis
Madame Catherine GOURNEY-LECONTE	Monsieur Jean-Olivier MARTIN

ANNEXE n°1
INVESTISSEMENTS ELIGIBLES AU TERME I

I. INVESTISSEMENTS LIES A L'ECLAIRAGE PUBLIC

Relèvent des installations d'éclairage public, au regard du terme I :

- Les installations d'éclairage des voies publiques destinées à assurer la sécurité de leurs usagers ;
- Le cas échéant, par extension, les illuminations de bâtiments bordant les voies publiques et contribuant à leur éclairage, dans la mesure où ces illuminations fonctionnent aux mêmes horaires que l'éclairage public et en tiennent lieu.

Ne relèvent pas des installations d'éclairage public, au regard du terme I :

- L'éclairage des parkings non ouverts (souterrains ou en immeuble), car ils fonctionnent toute la journée ;
- L'éclairage des stades, complexes sportifs et assimilés (terrains de pétanque, courts de tennis, etc.) ;
- L'éclairage purement ornemental ou récréatif (ex : guirlandes festives) ;
- L'éclairage du mobilier urbain (dont les abribus et les cabines téléphoniques) ;
- Les feux tricolores de signalisation (fonctionnement permanent) ;
- Les panneaux d'information ;
- L'éclairage public solaire autonome (non connecté au réseau concédé) ;
- Tout autre éclairage extérieur des bâtiments ;
- L'éclairage intérieur des bâtiments ;
- Les bornes foraines.

Type de travaux	Conditions d'éligibilité	Natures de dépenses prises en compte	Natures de dépenses non prises en compte	Observations complémentaires
Systèmes intelligents de pilotage de l'éclairage public permettant de réduire la puissance appelée en pointe (détecteurs de présence, programmation ou télégestion, variateurs de tensions)	• Dispositifs nouveaux de gestion de l'éclairage public installés pour rendre plus performantes les installations existantes et permettant de réduire la puissance appelée à la pointe. • *« Les dépenses d'investissement relatives aux systèmes intelligents de pilotage de l'éclairage public sont éligibles au terme I de la part R2 de la redevance de concession même si le gain de puissance appelée à la pointe est inférieur à 50% de la puissance maximale appelée avant l'installation dudit système ».*	• Dispositifs utilisant des détecteurs de présence, • Dispositifs de programmation ou télégestion (y compris le système central) de l'intensité lumineuse point par point ou au niveau de l'armoire de commande, • Dispositifs avec variateurs de tension à déclenchement automatique en situation de baisse de tension en-deçà d'un seuil défini entre les parties, • Horloges astronomiques qui communiquent avec un système centralisé permettant une programmation (journalière, hebdomadaire ou annuelle) et une reprogrammation à distance, ainsi que les horloges couplées avec un variateur de tension.	Autres dispositifs. Dépenses d'extension des installations d'éclairage public existantes.	

Type de travaux	Conditions d'éligibilité	Natures de dépenses prises en compte	Natures de dépenses non prises en compte	Observations complémentaires
Luminaires à basse consommation	• Réduction d'au moins 50 % de la puissance maximale appelée par les installations d'éclairage public existantes faisant l'objet des travaux ; • Réduction de 50 % de la puissance maximale appelée à apprécier dans la zone éclairée par les luminaires faisant l'objet des travaux ; • A la demande d'Enedis, fourniture par l'autorité concédante d'éléments techniques permettant de comparer la puissance installée avant et après travaux ; • Gain de 50 % réputé acquis en cas de remplacement par un luminaire à LED d'un luminaire d'ancienne technologie (lampe à sodium haute pression, à iodures métalliques ou ballon fluorescent) ; • Par extension, les investissements réalisés sous maîtrise d'ouvrage publique pour l'éclairage public de voies privées ouvertes à la circulation publique sont éligibles au terme I.	• La source lumineuse, ainsi que l'appareillage et l'optique associés ; • Le cas échéant, les travaux fatals relatifs à la mise en place de ces luminaires ; • Les coûts de géoréférencement[1] des ouvrages d'éclairage public créés ou modifiés du fait de la réalisation de travaux fatals.	En dehors des travaux fatals, exclusion des dépenses relatives au génie civil, aux conducteurs et aux mâts : ces dépenses ne contribuent pas, par elles-mêmes, à différer ou éviter le renforcement du réseau.	La notion de « travaux fatals » suppose une appréciation au cas par cas, sur la base de justificatifs produits par l'autorité concédante (ex : photos, plans, documents techniques, visite terrain) et établissant l'impossibilité de réutiliser le réseau, les conducteurs ou les mâts existants, pour des raisons telles que : • mal placés (ex : modification de l'implantation et/ou du nombre des luminaires dans la zone à éclairer) ; • mal dimensionnés (ex : mâts trop hauts ou trop bas) ; • obsolètes (ex : incompatibilité avec le poids, la taille, les fixations… de luminaires modernes à basse consommation). Les dépenses afférentes sont éligibles au terme I de la redevance.

[1] Relevés topographiques géoréférencés réalisés en application des articles R. 554-2 et R. 554-34 du code de l'environnement et de l'article 15 de l'arrêté du 15 février 2012 pris en application du chapitre IV du titre V du livre V du code de l'environnement relatif à l'exécution de travaux à proximité de certains ouvrages souterrains, aériens ou subaquatiques de transport ou de distribution.

Type de travaux	Conditions d'éligibilité	Natures de dépenses prises en compte	Natures de dépenses non prises en compte	Observations complémentaires
Investissements sur les réseaux d'éclairage public rendus nécessaires par l'intégration dans l'environnement de conducteurs aériens du réseau de distribution	Investissements sur les réseaux d'éclairage public : • Rendus nécessaires par l'intégration dans l'environnement de conducteurs aériens, mis en place sur poteaux, non électriquement ou non physiquement séparés du réseau d'éclairage public situés sur les mêmes supports ; • Les travaux d'intégration dans l'environnement ci-dessus sont réalisés (conformément à l'article 2.3.1 de l'annexe 1 au modèle de cahier des charges de 2017) : - à l'initiative du gestionnaire du réseau de distribution • ou dans le cadre de travaux réalisés en application du A) de l'article 8 du cahier des charges.	• Travaux de tranchées (par défaut sur-largeur ou tranchée unique rendue nécessaire) ; • Fourniture et travaux de pose de fourreaux et de câble ; • Mâts d'éclairage public ; • Raccordement du réseau d'éclairage public au réseau public de distribution ; • coûts de géoréférencement[2] des ouvrages d'éclairage public résultant des investissements éligibles.	Autres dépenses liées aux réseaux d'éclairage public.	**Investissements sur les réseaux d'éclairage public rendus nécessaires par l'intégration dans l'environnement de conducteurs aériens du réseau de distribution**

[2] Relevés topographiques géoréférencés réalisés en application des articles R. 554-2 et R. 554-34 du code de l'environnement et de l'article 15 de l'arrêté du 15 février 2012 pris en application du chapitre IV du titre V du livre V du code de l'environnement relatif à l'exécution de travaux à proximité de certains ouvrages souterrains, aériens ou subaquatiques de transport ou de distribution.

II. DISPOSITIFS DE PILOTAGE DES IRVE

Type de travaux	Conditions d'éligibilité	Natures de dépenses prises en compte	Natures de dépenses non prises en compte	Observations complémentaires
Dispositifs de pilotage des infrastructures de recharge de véhicules électriques ayant pour effet de réduire à terme les dépenses de renforcement du réseau public de distribution concédé éligibles au terme I	• Permettre de tenir compte de signaux tarifaires qui incitent à effacer l'installation à la pointe, et de tous autres signaux transmis par le GRD au sens de l'arrêté du 19 juillet 2018 relatif aux dispositifs permettant de piloter la recharge des véhicules électriques ; • Avoir pour effet de réduire à terme les dépenses de renforcement du réseau public de distribution concédé.	Un dispositif de pilotage doit s'entendre comme un système permettant, en fonction de signaux reçus, de donner des ordres au sein de l'infrastructure de recharge de véhicules électriques, y compris le cas échéant au dispositif de stockage associé.	Les autres éléments constitutifs de la borne.	• L'arrêté du 19 juillet 2018 impose la présence d'un tel dispositif dans toutes les IRVE installées ou remplacées à partir du 1er janvier 2019. • Dans le cas d'IRVE déployées à partir du 1er janvier 2019, un dispositif de pilotage est nécessairement associé à la borne. Il n'est donc pas certain que le coût du dispositif de pilotage puisse être isolé. • Il en va différemment dans le cas des dispositifs additionnels de pilotage, déployés avant le 1er janvier 2019 ou ultérieurement, le cas échéant, afin de mettre à niveau des IRVE existantes. • En tout état de cause, l'arrêté rappelle qu'une « décision ou acceptation de l'opérateur du service de recharge ou de son mandant » est nécessaire pour permettre « une modulation temporaire de la puissance électrique appelable par la station de recharge », sur réception et interprétation de signaux transmis par Enedis.

III. DISPOSITIFS DE STOCKAGE D'ENERGIE

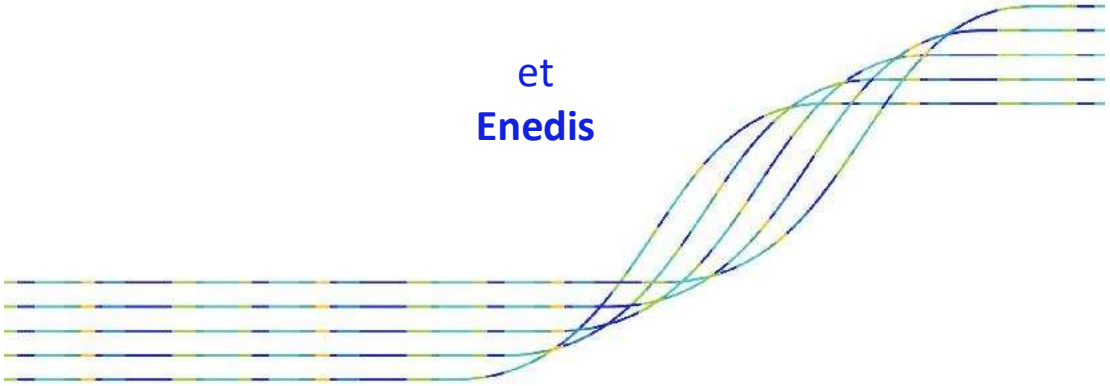
Type de travaux	Conditions d'éligibilité	Natures de dépenses prises en compte	Natures de dépenses non prises en compte	Observations complémentaires
Dispositifs de stockage d'énergie dédiés au soutien du réseau public de distribution d'électricité et présentant un avantage technico-économique pour le réseau public de distribution concédé.	Deux conditions doivent être remplies **cumulativement** : • Une partie de la puissance est réservée au distributeur ; • Un intérêt technico-économique pour le réseau public de distribution concédé a été démontré. Cet intérêt technico-économique s'apprécie en tenant compte des investissements et des charges d'exploitation associées à la solution alternative proposée. L'autorité concédante et Enedis partagent les données nécessaires à cette appréciation : - l'autorité concédante pour ce qui concerne les coûts et charges d'exploitation du dispositif de stockage, - Enedis pour ce qui concerne l'avantage économique induit en matière d'investissement et d'exploitation du réseau public concédé.	La part de l'investissement éligible au terme I sera appréciée au cas par cas dans un cadre expérimental en vue de définir des règles pérennes.		Les deux conditions mentionnées sont cumulatives. Il ne suffit donc pas qu'un dispositif de stockage permette de limiter sensiblement la puissance appelée sur le réseau (ex : 36 kVA au lieu de 54). Une partie de la « puissance » doit de surcroît être réservée au distributeur : l'idée est que le GRD puisse utiliser une partie de la capacité de stockage pour soutenir le réseau lors des pointes.

Convention d'Analyse d'Impact Scénarisée

entre le SDEC Energie et le Pôle Métropolitain Caen Normandie Métropole et la Communauté de Communes Vallées de l'Orne et de l'Odon

et

Enedis



15/11/24

Analyse d'Impact Scénarisée

ENTRE LES SOUSSIGNES :

Syndicat Départemental d'Energies du Calvados usuellement dénommé SDEC ENERGIE, autorité organisatrice du service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente sur son territoire, représenté par **Mme Catherine GOURNEY-LECONTE** la Présidente, dûment habilité(e) à cet effet par délibération du Comité syndical du 12 décembre 2024, domicilié Esplanade Brillaud de Laujardière, ZAC de la Folie Couvrechef, Porte de l'Europe, CS 75046-140077 Caen Cedex 5,

Ci-après désigné SDEC ENERGIE

ET

La Communauté de Communes Vallées de l'Orne et de l'Odon représentée par son Président, **M. Hubert PICARD**, dûment habilité à la signature de la présente convention, en vertu de la délibération du conseil communautaire en date du 1er septembre 2022 domiciliée 4, Rue du Colonel Arnaud Beltrame, 14210 Évrecy,

Ci-après désignée Vallées de l'Orne et de l'Odon,

ET

Pôle Métropolitain Caen Normandie Métropole représentée par son Président, **M. Emmanuel RENARD**, dûment habilité à la signature de la présente convention, en vertu de la délibération en date du 20 septembre 2024, domicilié 16, Rue Rosa Parks, CS 52 700, 14027 Caen Cedex 9,

Ci-après désignée Caen Normandie Métropole,

D'UNE PART,

ET

Enedis, Société Anonyme à directoire et conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 €uros, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, ayant son siège social 4, Place de la Pyramide 92800 PUTEAUX, représentée par **M. Frédéric HARDOUIN**, Délégué Territorial Enedis pour le Calvados, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 2 janvier 2020 par le Directeur Régional Enedis Normandie, faisant élection de domicile au 8-10 promenade du fort 14010 Caen cedex,

Ci-après désignée Enedis

D'AUTRE PART,

Ou désignés individuellement « la Partie » ou ensemble désignés « les Parties »,

SOMMAIRE : Analyse d'Impact Scénarisée

SOMMAIRE : Analyse d'Impact Scénarisée 3
ARTICLE 1. DEFINITIONS 7
ARTICLE 2. OBJET DE LA CONVENTION 8
ARTICLE 3. L'ANALYSE D'IMPACT SCENARISEE 8
3. Finalités et limites de l'Analyse d'Impact Scénarisée 8
3.2 Le périmètre 10
ARTICLE 4. LES INFORMATIONS VISEES 11
4.1 Les Données d'Entrée 11
4.2 L'Analyse d'Impact : Le livrable 12
4.3 Caractéristiques des Informations Visées 13
ARTICLE 5. ENGAGEMENTS DES PARTIES 13

5.1 Engagements du SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole ... 13
5.2 Engagements d'Enedis 14
ARTICLE 6. CONFIDENTIALITE 15
ARTICLE 7. COMMUNICATION 16
ARTICLE 8. MODALITES FINANCIERES 16
ARTICLE 9. RESPONSABILITÉS 16
ARTICLE 10. REGLEMENT DES DIFFERENDS 16
ARTICLE 11. RESILIATION 17
ARTICLE 12. DATE DE PRISE D'EFFET ET DUREE DE LA CONVENTION 17
ARTICLE 13. ANNEXES A LA CONVENTION 17
ARTICLE 14. INTÉGRALITÉ ET MODIFICATION DE LA CONVENTION 17
ANNEXE 1. DONNEES TRANSMISES 19

Le SDEC ENERGIE accompagne les EPCI du Calvados dans l'élaboration et la mise en œuvre de leur PCAET. Sur la Communauté de communes Vallées de l'Orne et de l'Odon, le PCAET a été élaboré par Caen Normandie Métropole à l'échelle du Pôle Métropolitain. Le SDEC ENERGIE accompagne la Communauté de communes pour la mise en œuvre de son programme de transition énergétique. Le Pôle Métropolitain Caen Normandie Métropole est chargé du suivi de la mise en œuvre du PCAET.

La communauté de communes Vallées de l'Orne et de l'Odon a approuvé son programme d'action « Territoire 100% EnR » le 27 Février 2020.

Celui-ci fixe des objectifs de réduction des consommations d'énergie et de production d'énergie renouvelable pour l'ensemble de son territoire.

A ce titre, la Communauté de communes joue un rôle d'animation de son territoire en matière de transition énergétique. Elle cherche à mobiliser et fédérer les acteurs locaux pour mettre en œuvre des actions concrètes et contribuer à l'atteinte des objectifs fixés dans les champs qui les concernent.

Gestionnaire du plus grand réseau de distribution d'électricité d'Europe, qui s'étend sur 95% du territoire français, Enedis, aux côtés des autorités concédantes, pilote, développe et modernise le réseau électrique pour garantir à tous ses clients une alimentation électrique de qualité avec pour défi de faire du réseau de distribution d'électricité un réseau solide, durable, fiable et performant.

Enedis gère 1,4 million de kilomètres de lignes électriques, soit 35 fois le tour de la Terre, réalise près de 15 000 km de réseau de distribution neuf chaque année, et investit annuellement près de 4,4 milliards d'euros dans le réseau. Elle le fait grâce à ses 38 701 salariés.

Aujourd'hui, ce réseau électrique accompagne les évolutions des modes de production et de consommation de l'énergie. Il est plus intelligent, plus moderne et plus connecté grâce au compteur Linky, atout de la transition écologique.

Enedis bâtit la Nouvelle France électrique avec les territoires et plus particulièrement avec les collectivités locales en leur apportant des solutions et des services pour accélérer leur transition écologique. Ces solutions développées au plus près de leurs besoins répondent aux enjeux de transformation des collectivités sur leur propre patrimoine pour leurs propres usages mais aussi à l'échelle de leur territoire au titre des compétences dont elles disposent. Ces solutions sont mobilisables à chaque instant d'un projet de territoire, de sa phase de diagnostic jusqu'à son évaluation/sa mesure, en passant par la phase d'optimisation et de mise en action.

La mise en mouvement des territoires se fait notamment grâce à la filière Territoires d'Enedis, construite de telle sorte que chaque collectivité locale sur son périmètre de distribution dispose d'un interlocuteur ou d'une interlocutrice privilégié(e).

A ce titre Enedis est chargée, d'une part, d'assurer la gestion des données issues des dispositifs de comptage et, d'autre part, de communiquer aux personnes publiques en charge de l'élaboration des documents de planification les données permettant d'élaborer et d'évaluer ces derniers.

Le développement de la production d'énergie électrique de source renouvelable (ci-après « EnR »), est au cœur des enjeux de la transition énergétique. La loi d'accélération de la production d'énergies renouvelables (APER) promulguée le 10 mars 2023, a pour objet de favoriser et d'accélérer le déploiement des énergies renouvelables dans les territoires.

Afin de favoriser la prise en compte du déploiement des EnR, dès le stade de l'élaboration des documents de planification et, ainsi, d'œuvrer en faveur de la transition énergétique, Enedis propose un service d'analyse des impacts sur le réseau public de distribution d'électricité (RPD) des scénarios de développement définis par les territoires en matière d'efficacité énergétique et d'implantation d'EnR .

Ce service AIS vient compléter les informations déjà mises à disposition par Enedis dans le cadre des échanges annuels avec le SDEC Energie pour lui fournir une vision à jour sur le réseau et sur l'évolution du réseau public de distribution dans les prochaines années.

Ce service vise à répondre à des besoins spécifiques, comme par exemple :

- projeter différentes hypothèses de consommation et de production, afin d'en évaluer les potentiels impacts sur le RPD et sur l'évolution des puissances maximum appelées;
- réaliser des comparatifs d'impact du réseau avant (état initial) et après (état prospectif) des actions d'amélioration de l'efficacité énergétique et installations d'ENR sur le territoire
- réaliser des comparatifs d'impact du réseau entre plusieurs stratégies prospectives (état prospectif 1 vs état prospectif 2)
- s'approprier plus globalement les questions de la programmation et de la planification énergétiques.

Ceci étant exposé, il a été convenu ce qui suit :

ARTICLE 1. DEFINITIONS

Les termes et expressions, dont la première lettre est en capitale, auront la signification qui leur est donnée en page de présentation des Parties, dans le préambule ou ci-dessous.

« Analyse d'impact simplifiée » ou « AIS »

Désigne l'étude de projection réalisée par Enedis, à la demande du SDEC Energie, permettant une orientation de comparatifs de scénarios sur la base des Données d'Entrée fournies par le SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole. Il ne s'agit aucunement d'une étude de dimensionnement du RPD.

Elle est précisée à l'Article 3.

« Annexe »

Désigne une annexe de la Convention.

« Article »

Désigne un article de la Convention.

« Données à Caractère Personnel » ou « DCP »

Désigne, aux termes de la loi 78-17 du 6 janvier 1978, modifiée par la loi n°2004-801 du 6 août 2004, relative à la protection des données à caractère personnel, « toute donnée relative à une personne physique identifiée ou qui peut être identifiée, directement ou indirectement, par référence à un numéro d'identification ou à un ou plusieurs éléments qui lui sont propres ».

« Information Commercialement Sensible » ou « ICS »

Désigne toute information « d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi », et dont Enedis, en tant que gestionnaire du réseau public de distribution, doit préserver la confidentialité, conformément aux articles L111-73 et -81 du Code de l'énergie et aux articles R. 111-26 et suivants du Code de l'énergie.

« Réseau Public de Distribution d'Électricité » ou « RPD »

Désigne le réseau public de distribution concédé à Enedis.

« Courbe de Charge »

Représentation graphique de l'évolution de la consommation d'énergie sur un temps donné

ARTICLE 2. OBJET DE LA CONVENTION

La présente convention (ci-après « la Convention »), a pour objet de définir les modalités de réalisation de l'AIS par Enedis, ce qui recouvre, d'une part, les modalités de communication entre Enedis, le SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole, des informations visées dans le cadre de l'élaboration de son projet de planification énergétique, et d'autre part, leur utilisation.

ARTICLE 3. L'ANALYSE D'IMPACT SCENARISEE

3. Finalités et limites de l'Analyse d'Impact Scénarisée

Pour le SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole, l'AIS permet de prendre connaissance des impacts estimés pour le réseau de distribution d'électricité de ses scénarios prospectifs de planification territoriale et de les comparer entre eux. L'AIS permet au SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole de s'approprier les enjeux autour de l'insertion des ENR et des actions d'efficacité énergétique et de pilotage des nouveaux usages (IRVE).

Pour cela, la collectivité devra au préalable définir ses scénarios prospectifs de transition énergétique (3 scénarios maximum) qu'elle souhaite faire évoluer par rapport à une situation t0. Dans chaque scénario, le SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole définiront les paramètres qu'ils souhaitent faire évoluer comme l'insertion de PV, l'installation de PAC, l'installation de bornes IRVE, etc. (*Prévoir 2 à 3 paramètres par scénarios)*. Le SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole devront alors préciser pour chaque paramètre sa trajectoire (sur une année donnée, par exemple 2023 ou 2050) par commune du territoire. Ces trajectoires constitueront la donnée d'entrée pour réaliser l'Analyse d'Impact Scénarisée.

Pour Enedis, l'AIS permet de prendre en compte des ruptures éventuelles dans des modèles de charge du RPD, relatives aux nouvelles hypothèses issues des schémas énergétiques locaux du pouvoir public local.

Sur le périmètre défini ci-après, l'Analyse s'appuie sur les scénarios prospectifs de planification du territoire. La démarche consiste à modéliser la charge associée à différents scénarios de développement fournis par le SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole et à estimer leur impact sur le RPD en distinguant :

- L'impact sur les puissances
- L'impact sur le RPD : nombre de lignes HTA et nombre de postes DP en contrainte de charge par maille IRIS (ou Commune), charge des transfos HTB/HTA (comparative entre scénarios)

La restitution se fera selon les modalités fixées à l'Article 4.2.

Les calculs électriques étant réalisés à partir d'hypothèses de développement sur un réseau à t0, les résultats ne peuvent pas être utilisés directement pour prendre des décisions sur le raccordement ou le renforcement du réseau : d'une part, puisque la simulation s'appuie sur des hypothèses qui ne suivront pas la réalité, d'autre part, parce qu'avec le temps, le réseau va évoluer et donc s'écarter du réseau t0 utilisé pour la réalisation de la simulation. Ils permettent cependant d'avoir une première vision quant au risque d'impact dans une zone spécifique.

Les projets HTA ne sont pas pris en compte dans la modélisation.
Cette analyse ne prend pas en compte les travaux prévus à date et non réalisés.

La restitution sera livrée sous forme de cartes avec des impacts exposés par communes (ou Iris). Enedis ne communiquera pas les Courbes de Charges qui découlent des scénarios communiqués.

Convention SDEC Energie/Vallée de l'Orne et de l'Odon/Caen Normandie Métropole – Analyse d'Impact Scénarisée

3.2 Le périmètre

Le périmètre de l'analyse concerne les 23 communes de Vallées de l'Orne et de l'Odon.

- ✓ *Avenay*
- ✓ *Baron-sur-Odon*
- ✓ *Bougy*
- ✓ *Esquay-Notre-Dame*
- ✓ *Évrecy*
- ✓ *Feuguerolles-Bully*
- ✓ *Fontaine-Étoupefour*
- ✓ *Fontenay-le-Marmion*
- ✓ *Gavrus*
- ✓ *Grainville-sur-Odon*
- ✓ *La Caine*
- ✓ *Laize-Clinchamps*
- ✓ *Maizet*
- ✓ *Maltot*
- ✓ *May-sur-Orne*
- ✓ *Mondrainville*
- ✓ *Montigny*
- ✓ *Préaux-Bocage*
- ✓ *Saint-Martin-de-Fontenay*
- ✓ *Sainte-Honorine-du-Fay*
- ✓ *Vacognes-Neuilly*
- ✓ *Vieux*

Périmètre de Vallée de l'Orne et de l'Odon :

ARTICLE 4. LES INFORMATIONS VISEES

4.1 Les Données d'Entrée

L'AODE / EPCI souhaite analyser et comparer les scénarios suivants :

- Scénario 1 : 100% Energies renouvelables de la communauté de communes Vallées de l'Orne et de l'Odon
- Scénario 2 : Plan Climat Air Energie Territorial de Caen Normandie Métropole appliqué sur les communes de Vallées de l'Orne et de l'Odon, en matière de consommation énergétique (évolution des comportements, modification des vecteurs énergétiques, installation de bornes de recharge de véhicules électriques …) et de production d'EnR
- (*Prévoir 3 scénarios maximum)*

Pour chaque scénario, le SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole fournissent des Données d'Entrée relatives aux scénarios définis dans le paragraphe ci-dessus :

- Nombre de logements rénovés par commune
- Surfaces tertiaires rénovés par commune
- Puissance installée cumulée des installations de production PV par commune
- Nombre de bornes de recharge par commune
- Evolution du nombre de logements par commune
- Evolution de la surface de bâtiments tertiaires par commune

Ces données sont fournies pour la période 2021-2030 et pour la période 2031-2050. Elles ne tiennent pas compte de l'existant (logements déjà rénovés, bornes existantes, puissance PV déjà installée) mais correspondent à des actions supplémentaires réalisées sur ces deux périodes.

Les données d'entrée nécessaires sont spécifiées en Annexe 1.
Dans le délai de 15 (quinze) jours à compter de la réception de ces données d'entrée, le SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole s'engagent à informer Enedis, par un courrier électronique ou postal, d'éventuelles erreurs ou approximations que ces données pourraient présenter.

La qualité de l'étude et des résultats présentés par Enedis dépend de la précision des données d'entrée fournies par le SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole telles que listées en Annexe 1

4.2 L'Analyse d'Impact : Le livrable

Le livrable est l'analyse d'impact des différents scénarios listés en 4.1 sur les puissances et sur le RPD des différents scénarios définis par le SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole. Il sera restitué lors d'une réunion à laquelle participeront des représentants du SDEC Energie, de Vallées de l'Orne et de l'Odon et de Caen Normandie Métropole.
Ce livrable est rendu sous forme de cartographie. Les impacts sur le RPD sont fournis à l'échelle de la maille IRIS (ou Commune) sous forme de couleurs permettant d'évaluer le niveau d'impact sur les Postes de Distribution Publics, les lignes HTA et les transformateurs Postes Sources.

Les calculs électriques étant réalisés à partir d'hypothèses de développement sur un réseau à t0, les résultats ne peuvent pas être utilisés directement pour prendre des décisions sur le raccordement ou le renforcement du réseau.
Les projets HTA ne sont pas pris en compte dans la modélisation.

4.3 Caractéristiques des Informations Visées

Le format de restitution des Informations Visées est défini à l'article 4.2 de la Convention.

Les résultats présentés par Enedis sont une estimation macroscopique de l'impact de l'évolution de charge dans le futur selon les différents scenarii étudiés par rapport à l'état actuel du RPD.

Les résultats de l'AIS sont donnés à titre indicatif et ne peuvent en aucun cas engager Enedis quant aux coûts réels de raccordement ou de renforcement du RPD qui résulteront des scénarios transmis par le SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole.

Ces estimations devront être complétées, le cas échéant, par des études au moment des demandes de raccordement lorsque le projet de développement sera déterminé (connaissance des puissances de raccordement souhaitées et de l'implantation précise des nouveaux consommateurs). Le choix de la puissance de raccordement reste de la responsabilité des clients.

ARTICLE 5. ENGAGEMENTS DES PARTIES

5.1 Engagements du SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole

Le SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole s'engagent à fournir à Enedis les données d'entrée pour ses scénarios sous forme de tableau respectant le modèle prévu en Annexe 1.

Le SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole s'engagent à utiliser les Informations Visées aux seules fins de réaliser la planification énergétique de son territoire. Par conséquent, les Informations Visées ne peuvent être utilisées hors du cadre de la Convention.

Le SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole mentionnent la source des Informations Visées par l'apposition du logo « Enedis » sur tout support physique ou électronique les

Convention SDEC Energie/Vallée de l'Orne et de l'Odon/Caen Normandie Métropole – Analyse d'Impact Scénarisée

reproduisant telles quelles. En revanche, ils s'interdisent toute mention de la source des Informations Visées dans l'hypothèse où il ne s'agit pas d'une simple reproduction des données brutes.

Le SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole s'engagent, dans les meilleurs délais eu égard aux circonstances, à avertir Enedis de toute violation ou présomption de violation des obligations découlant de la Convention.

Le SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole s'engagent à faire respecter les mêmes engagements à leurs préposés et aux tiers autorisés. Lorsque le SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole reçoivent des ICS et des DCP de la part d'Enedis, ils s'engagent à signer et faire signer à leurs préposés et aux tiers autorisés, un engagement de confidentialité.
En cas de non-respect des obligations ci-dessus explicitées relatives à l'usage et la diffusion des données transmises, Enedis pourra, après une mise en demeure restée infructueuse plus de 1 mois, résilier unilatéralement la Convention sous réserve d'en avoir informé au préalable le SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole par lettre recommandée avec accusé de réception.

Le SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole s'engagent à respecter les obligations ci-dessus pendant la durée de la Convention et 3 ans à compter de son expiration pour quelque cause que ce soit.

5.2 Engagements d'Enedis

Enedis s'engage à utiliser les données d'entrée fournies par le SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole aux seules fins de réaliser l'AIS. Par conséquent, les données fournies ne peuvent être utilisées hors du cadre de la convention.

ENEDIS s'engage à réaliser la prestation dans un délai de 2 mois à compter de la livraison des données par le SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole tels que précisées en Annexe 1.

Une réunion de restitution permettra alors de présenter les résultats de l'Analyse à l'ensemble des parties prenantes.

Enedis s'interdit également d'utiliser les données fournies par le SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole à des fins commerciales ou d'une quelconque manière préjudiciable pour le SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole. Ces

résultats ne visent qu'à donner une estimation de l'impact réseau résultant des différents scénarii, et ne peuvent être utilisés en dehors de ce contexte.

ARTICLE 6. CONFIDENTIALITE

Lorsque les données communiquées par le SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole contiennent des DCP, ils s'engagent à réaliser au besoin les démarches nécessaires au respect de la réglementation relative à la protection des données personnelles et, en particulier, de la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978 relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés, et du règlement UE n° 2016/679 du 27 avril 2016 (règlement général sur la protection des données).

Le SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole s'engagent à ne pas effectuer de traitement des informations qui aboutirait à un non-respect des exigences fixées par la règlementation relative à la protection des données personnelles, en particulier par la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978 relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés, et par le règlement UE n° 2016/679 du 27 avril 2016 (règlement général sur la protection des données).

Le SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole peuvent communiquer les Informations Visées à un tiers dans le respect des exigences mentionnées à l'article 5. En dehors des cas mentionnés à l'article 5, le SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole sont soumis à une obligation de confidentialité pour l'ensemble des Informations Visées, sauf accord écrit et préalable d'Enedis.

Le SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole s'engagent, lorsque le Projet utilise certaines Informations Visées, à respecter les exigences mentionnées à l'Article 5.

Le SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole reconnaissent avoir été pleinement informés par Enedis des obligations spécifiques de confidentialité applicables aux ICS, ainsi que des sanctions encourues en cas de violation desdites obligations prévues par l'article L. 111-81 du code de l'énergie.

ARTICLE 7. COMMUNICATION

Les Parties s'engagent à valoriser ce partenariat dans tout événement externe ou action de communication qui le permettrait.

Le SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole s'engagent à convier Enedis dans tout événement externe rattaché au sujet.

ARTICLE 8. MODALITES FINANCIERES

La Convention est conclue sans flux financier. Chaque Partie assure la prise en charge des coûts financiers qui lui sont propres.

ARTICLE 9. RESPONSABILITÉS

La responsabilité d'une Partie à l'égard de l'autre Partie liée à l'inexécution de ses obligations contractuelles, ne pourra être recherchée qu'en cas de manquement, faute ou omission commise dans, ou à l'occasion de l'exécution de la Convention.

Dans la mesure où elle s'inscrit dans le cadre d'un dialogue amont, au stade de la planification de scenarios, le SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole prennent acte que l'analyse de l'impact sur le réseau public d'électricité présente un caractère général et indicatif. A ce titre ils restent seuls responsables de l'utilisation des données qui sont communiquées dans le cadre de la Convention et des conséquences qui en résultent.

ARTICLE 10. REGLEMENT DES DIFFERENDS

En cas de litige concernant l'interprétation, la validité et/ou l'exécution de la Convention, les Parties conviennent de se rencontrer pour trouver une solution amiable. À défaut d'accord amiable dans un délai d'un mois (1) mois à compter de la rencontre, le règlement du différend sera du ressort des juridictions compétentes.

ARTICLE 11. RESILIATION

La Convention peut être résiliée à l'initiative de l'une ou l'autre des Parties sous réserve du respect d'un préavis de deux (2) mois, pour l'un des motifs suivants :

- Abandon total ou en partie des hypothèses de planification par le SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole.
- Manquements graves et/ou répétés de l'une des Parties à ses obligations contractuelles.

ARTICLE 12. DATE DE PRISE D'EFFET ET DUREE DE LA CONVENTION

La Convention prend effet à la date de sa signature par les Parties, et prend fin à la survenance du 1er des deux événements suivants :

- A la remise de l'AIS
- 1 an après sa signature

ARTICLE 13. ANNEXES A LA CONVENTION

Les Annexes font partie intégrante de la présente convention. Toutefois, celle-ci a valeur prédominante sur ses annexes en cas de contradiction :

- Annexe 1 : Données d'entrée transmises par le SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole.

ARTICLE 14. INTÉGRALITÉ ET MODIFICATION DE LA CONVENTION

Les présentes stipulations constituent un tout indissociable, en ce compris les Annexes, insusceptible d'exécution partielle.

La Convention ne peut être modifiée que par avenant écrit et signé par chacune des Parties.

Convention SDEC Energie/Vallée de l'Orne et de l'Odon/Caen Normandie Métropole – Analyse d'Impact Scénarisée

Le SDEC Energie, Vallées de l'Orne et de l'Odon et Caen Normandie Métropole et Enedis ne peuvent céder ou transférer tout ou partie de leurs droits ou obligations détenus en vertu de la Convention sans le consentement écrit et préalable de l'autre Partie.

La présente convention est dispensée de droit de timbre et des formalités d'enregistrement.

Les Parties présentes ont signé cette convention en 3 exemplaires originaux.

DATE	Pour le SDEC Energie	Pour Enedis
Fait à : CAEN_____ _ Le : _____/_____/_____	**Mme Catherine GOURNEY-LECONTE** **La Présidente**	**M. Frédéric HARDOUIN** **Délégué Territorial**

Pour la Communauté de Communes Vallées de l'Orne et de l'Odon	Pour le Pôle Métropolitain Caen Normandie Métropole
M. Hubert PICARD **Le Président**	**M. Emmanuel RENARD** **Le Président**

ANNEXE 1. DONNEES TRANSMISES

Les données transmises sont issues de la stratégie choisie par les élus dans le cadre du PCAET de Caen Normandie Métropole et de la stratégie « Territoire 100% ENR » de Vallées de l'Orne et de l'Odon .

Les fichiers transmis contiennent (à la maille commune ou IRIS, pour l'année souhaitée):

- Des hypothèses sur l'évolution des cadastres (nouvelles maisons, nouveaux locaux tertiaires, …)
- Des hypothèses sur la puissance solaire raccordée
- Des hypothèses sur les équipements électriques (bornes VE)
- Des hypothèses sur la rénovation des bâtiments

L'ensemble des informations demandées est à recueillir dans le format du fichier proposé ci-dessous :

template données entrée AIS v2.xlsx

BARÈME DE RACCORDEMENT AU RÉSEAU PUBLIC D'ÉLECTRICITÉ

La puissance de raccordement se déduit de l'intensité maximale que l'utilisateur souhaite. Les conditions de raccordement diffèrent par rapport à la tension et à la puissance :

- raccordement individuel en basse tension jusqu'à 36 KVa ;
- raccordement individuel en basse tension au-delà de 36 KVa et jusqu'à 250 KVa ;
- raccordement individuel en haute tension de type A (15 000 ou 20 000 volts) ;
- raccordement collectif.

Les zones de facturation du barème national pour l'établissement des coûts sont au nombre de 2 :

	Zone Emeraude	Type de commune selon INSEE	Critères pour comptabiliser la population	Condition sur la population
ZFA	1	R	Population municipale légale et totale au sens INSEE	< 10 000
		U	Agrégat des populations municipales sur le code d'Unité Urbaine	
	2	R	Population municipale légale et totale au sens INSEE	Entre 10 000 et 100 000
		U	Agrégat des populations municipales sur le code d'Unité Urbaine	
ZFB	3	U	Agrégat des populations municipales sur le code d'Unité Urbaine	> 100 000
	4	U	Population municipale légale et totale au sens INSEE	> 100 000 ou arrondissements de Paris

Lorsqu'il est maître d'ouvrage, le SDEC ÉNERGIE chiffre les raccordements par référence à la zone A et réalise les travaux d'extension en souterrain, sauf impossibilité technique ou refus de la collectivité.

Le réseau est existant au droit de la parcelle si, quel que soit son côté d'implantation par rapport à la chaussée sur le domaine public, il est présent le long de la bordure de la parcelle accessible depuis le domaine public.

Les contraintes électriques générées sur le réseau rural par la puissance à raccorder sont fonction de la situation du point de consommation :

- si la distance entre le poste de transformation existant et le point de livraison est inférieure ou égale à 250 mètres, en suivant un tracé techniquement et administrativement réalisable ;
- au-delà de ce rayon de 250 mètres, si le point de consommation est situé à moins de 100 mètres d'un réseau existant sur le domaine public et en suivant un tracé techniquement et administrativement réalisable.

Dans ces 2 cas, le renforcement de réseau qui s'avèrerait nécessaire pour raccorder un point de consommation situé en communes B et C est financé par le SDEC ÉNERGIE, pour toute puissance de raccordement inférieure ou égale à 36 KVa.

Au-delà de 36 KVa et jusqu'à 250 KVa ou au-delà des distances précitées (250 mètres du poste ou 100 mètres du réseau basse tension), le SDEC ENERGIE définit la solution technique appropriée, chiffre le projet au coût réel en appliquant la réfaction puis analyse avec la commune le degré d'urgence du raccordement avant que le SDEC ÉNERGIE décide de la programmation et du financement des travaux.

Les coûts de remplacement ou d'adaptation d'ouvrages existants ou de création de canalisations en parallèle à des canalisations existantes afin d'en éviter le remplacement, rendus nécessaires par le raccordement en basse tension des consommateurs finals, ne sont pas pris en compte dans la contribution due par la collectivité en charge de l'urbanisme (*article L 342-11 du code de l'énergie).*

BARÈME DE RACCORDEMENT AU RÉSEAU PUBLIC D'ÉLECTRICITÉ

Pour le raccordement basse tension d'une puissance supérieure ou égale à 120 kVA, la norme NF C 14-100 impose un raccordement direct depuis un poste existant ou à créer, les coûts correspondant à la création de cette canalisation basse tension font partie du périmètre de facturation de l'extension due par la collectivité même si ce réseau est créé en parallèle d'un réseau basse tension existant, car la création de cet ouvrage n'est pas nécessité par l'insuffisance de capacité du réseau existant et n'a pas pour objet d'éviter le remplacement de la canalisation existante.

Pour le calcul de la part des coûts de raccordement au réseau concédé qui fera l'objet de la contribution dû par le redevable visée à l'article L342-6 du Code l'énergie, il sera fait application des taux de réfaction applicables aux opérations de raccordement tels que fixés par arrêté (à la date des présentes, il s'agit de l'arrêté 17 juillet 2008 fixant les taux de réfaction à 40%).

Le barème de facturation du SDEC ÉNERGIE appliqué aux opérations de raccordement réalisées sous sa maîtrise d'ouvrage pourra être ajusté en cours d'année par décision du bureau syndical pour tenir compte de l'évolution des prix ou de toute autre évolution technique, administrative ou financière. C'est le cas notamment d'une modification qui interviendrait sur le barème national d'Enedis ou sur le coefficient de réfaction.

Le SDEC ÉNERGIE se réserve le droit d'apporter son soutien financier, en complément de la réfaction, dans le cadre de sa politique de soutien au développement du réseau et dans les conditions définies par l'organe délibérant.

RACCORDEMENT INDIVIDUEL BASSE TENSION ≤ 36 KVA

- **Le raccordement nécessite une extension basse tension sans besoin de renforcement**

$$E = (1-r)\ (Cf_E + L_E \times Cv_E)$$

r = réfaction tarifaire sur l'extension (0,40)
Cf_E = part fixe
L_E = longueur de l'extension BT nouvellement créée selon un tracé techniquement et administrativement réalisable
Cv_E = part variable en domaine public

Zone	Cf_E		Cv_E par mètre	
	HT	TTC	HT	TTC
A	2 509,00 €	3 010,80 €	103,00 €	123,60 €

BARÈME DE RACCORDEMENT AU RÉSEAU PUBLIC D'ÉLECTRICITÉ

- **Le raccordement nécessite une extension basse tension avec un besoin de renforcement**

  - Si la distance entre le poste de transformation existant et le point de livraison est inférieure ou égale à 250 mètres ou si la distance entre le réseau basse tension existant et le point de livraison est inférieure ou égale à 100 m (tracé techniquement et administrativement réalisable dans les 2 cas) : le coût du renforcement est pris en charge par le SDEC ÉNERGIE pour les communes rurales et le coût de l'extension est calculé suivant la formule ci-dessus.
  - Pour les autres cas : le SDEC ÉNERGIE définit la solution technique appropriée et chiffre le projet de renforcement puis analyse avec la commune le degré d'urgence du raccordement avant que le SDEC ENERGIE décide du financement et de la programmation des travaux. Dans le cas où les travaux se réalisent, le coût de l'extension est calculé suivant la formule ci-dessus.

- **Le raccordement nécessite la création d'un poste de transformation HTA/BT sans besoin de renforcement**

$$E = (1-r)\ (K_L^{BT} + K_T^{HTA/BT} + K_L^{HTA}$$

  - *r = réfaction tarifaire sur l'extension (0,40)*
  - *K_L^{BT} = coût sur devis du réseau BT nouvellement créé*
  - *$K_T^{HTA/BT}$ = coût sur devis du poste HTA/BT créé*
  - *K_L^{HTA} = coût sur devis du réseau HTA créé*

RACCORDEMENT INDIVIDUEL BASSE TENSION > 36 KVA ET ≤ 250 KVA

- **Si une extension basse tension est suffisante**

$$E = (1-r)\ (Cf_E + L_E \times Cv_E)$$

Zone	Cf_E		Cv_E par mètre	
	HT	TTC	HT	TTC
A	2 547,00 €	3 056,40 €	127,00 €	152,40 €

S'il y a la nécessité de créer un poste de transformation HTA/BT

$$E = (1-r)\ (K_L^{BT} + K_T^{HTA/BT} + K_L^{HTA}$$

r = réfaction tarifaire sur l'extension (0,40)
K_L^{BT} = coût sur devis du réseau BT nouvellement créé
$K_T^{HTA/BT}$ = coût sur devis du poste HTA/BT créé
K_L^{HTA} = coût sur devis du réseau HTA créé

RACCORDEMENT INDIVIDUEL DE CONSOMMATION EN HAUTE TENSION DE TYPE A

L'extension est calculée sur la base du coût réel en intégrant les éventuels travaux sur le réseau haute tension de type B et en appliquant la réfaction.

RACCORDEMENT COLLECTIF

Jusqu'à trois demandes de raccordement sur une même assiette d'opération, les formules ci-dessus s'appliquent en fonction de la puissance cumulée.

Au-delà de trois demandes de raccordement sur une même assiette d'opération, l'application de la formule ci-après s'applique :

$$E = (1-r)\ (K_L^{BT} + K_{LR}^{BT} + K_T^{HTA/BT} + K_L^{HTA})$$

r = réfaction tarifaire sur l'extension (0,40)
K_L^{BT} = coût sur devis du réseau BT nouvellement créé
K_{LR}^{BT} = coût sur devis de remplacement du réseau BT existant
$K_T^{HTA/BT}$ = coût sur devis du poste HTA/BT créé
K_L^{HTA} = coût sur devis du réseau HTA créé

Pour un raccordement collectif en basse tension supérieur à 250 KVa, sont intégrés les coûts des travaux éventuellement nécessaires sur les ouvrages haute tension de type B.

BARÈME DE RACCORDEMENT AU RÉSEAU PUBLIC D'ÉLECTRICITÉ

CAS DES LOTISSEMENTS

La localisation du point de livraison de chaque parcelle ou de chaque construction est définie en concertation avec le lotisseur conformément aux prescriptions de la norme NF C 14-100.

Le lotisseur définit les puissances de raccordement individuelles des utilisateurs ainsi que la puissance de raccordement de l'opération.

En fonction de la puissance de raccordement de l'opération, le périmètre de facturation de l'extension de réseau est défini conformément au barème ci-dessus.

La limite du périmètre de facturation des ouvrages de branchement entre le lotisseur et le futur utilisateur est définie d'un commun accord entre le lotisseur et le SDEC ÉNERGIE en fonction des prestations du lotisseur.

Le montant de la contribution aux coûts de création des ouvrages de branchement est déterminé sur devis.

CAS DES IMMEUBLES

La localisation de chaque point de livraison en basse tension est définie par le promoteur conformément aux prescriptions de la norme NF C 14-100.

Le lotisseur définit les puissances de raccordement individuelles des utilisateurs ainsi que la puissance de raccordement de l'opération.

En fonction de la puissance de raccordement de l'opération, le périmètre de facturation de l'extension de réseau est défini conformément au barème ci-dessus.

Le périmètre de facturation du branchement collectif basse tension de l'opération de raccordement de référence est déterminé sur devis et il comprend les ouvrages de raccordement de l'immeuble au réseau basse tension, le coupe circuit principal (CCPC), la liaison du CCPC à la colonne électrique (y compris le terrassement), la colonne électrique, les dérivations individuelles, ainsi que leurs équipements.

RAPPORT D'OBSERVATIONS DEFINITIVES

BILAN DE MISE EN ŒUVRE DES RECOMMANDATIONS ET DES OBLIGATIONS

Décembre 2024

Sommaire

PREAMBULE 3

1. LES PRINCIPALES RECOMMANDATIONS 4

Recommandation n°1 : Assortir le plan stratégique d'objectifs et d'indicateurs de suivi chiffrés 4

Recommandation n°2 : Obtenir de Primagaz qu'il complète ses comptes rendus annuels d'activité conformément au cahier des charges de sa concession gaz 7

Recommandation n°3 : Etablir sous trois ans un bilan économique et financier de l'efficacité des dispositifs de déploiement des bornes de recharge et d'installation des centrales de production d'énergie avant d'envisager leur éventuelle extension 8

Recommandation n°4 : Compléter les réflexions sur d'éventuelles implications dans une structure de partenariat public-privé, par une analyse comparative des dispositifs existant dans d'autres régions 10

2. LES OBLIGATIONS DE FAIRE..... 11

Obligation n°1 : Produire pour chaque compte administratif des documents complets et appuyés des annexes conformes aux maquettes comptables. 11

Obligation n°2 : Etablir l'inventaire physique et la concordance entre les états respectifs du patrimoine, et comptabiliser systématiquement les flux financiers en fonction de l'évolution du statut des nouvelles immobilisations. 12

Obligation n°3 : Acter l'application à l'ensemble des agents des cycles horaires conformes aux textes sur la durée annuelle du temps de travail, dans le règlement interne. 13

Obligations n°4 : Appliquer les méthodes de calcul d'évaluation des offres en conformité avec les informations figurant dans les documents de consultation des entreprises et, avec les textes pour ce qui concerne les offres à déclarer comme inacceptables. 15

Obligation n°5 : Soumettre à l'organe délibérant les rapports annuels d'activité des concessions d'électricité et de gaz. 15

3. LES ANNEXES 16

PREAMBULE

La chambre régionale des comptes Normandie a conduit une mission de contrôle des comptes et de la gestion du SDEC ÉNERGIE pour les exercices 2017-2021.

Dans son rapport d'observations définitives, la chambre régionale des comptes Normandie propose quatre recommandations et impose cinq obligations à réaliser.

Le SDEC ÉNERGIE a fait une communication du rapport d'observations définitives aux élus du Bureau Syndical le 9 juin 2023 puis du Comité Syndical le 29 juin 2023.

L'article L243-9 du Code des juridictions financières précise que « *Dans un délai d'un an à compter de la présentation du rapport d'observations définitives à l'assemblée délibérante, l'ordonnateur de la collectivité territoriale ou le président de l'établissement public de coopération intercommunale à fiscalité propre présente, dans un rapport devant cette même assemblée, les actions qu'il a entreprises à la suite des observations de la chambre régionale des comptes. Ce rapport est communiqué à la chambre régionale des comptes, qui fait une synthèse annuelle des rapports qui lui sont communiqués. Cette synthèse est présentée par le président de la chambre régionale des comptes devant la conférence territoriale de l'action publique. Chaque chambre régionale des comptes transmet cette synthèse à la Cour des comptes en vue de la présentation prescrite à l'article L. 143-9*. ».

Le présent rapport fait un état d'avancement des actions entreprises pour mettre en œuvre les recommandations et les obligations.

1. LES PRINCIPALES RECOMMANDATIONS

Recommandation n°1 : Assortir le plan stratégique d'objectifs et d'indicateurs de suivi chiffrés

Le plan stratégique validé par le Comité Syndical en date du 17 décembre 2020, constitue le cadre de référence du syndicat. Il définit des orientations qui guident l'action du syndicat pour la période du mandat 2021-2026.

Ce document a fait l'objet d'une évaluation à mi-mandat présenté en Bureau Syndical du 9 juin 2023 et en Comité Syndical du 29 juin 2023 pour valider les résultats des actions entreprises et pour présenter les objectifs opérationnels et indicateurs associés (**Annexe 1** – bilan à mi-mandat).

Par ailleurs, le plan stratégique a été actualisé pour définir les priorités à réaliser pour la fin de mandat. Il comprend dorénavant les 10 orientations suivantes :

1. Continuer à réduire progressivement les écarts de qualité d'énergie électrique distribuée en zones rurales par rapport à celle des zones urbaines, en particulier en renégociant certains objectifs du contrat de concession, en résorbant totalement le réseau BT fils nus en secteur rural et en soutenant l'effort de résorption en secteur urbain.
2. Engager le processus de renégociation du contrat-cadre de concession GRDF en recherchant à favoriser le développement du biogaz, en structurant une politique d'investissements adaptée au contexte et en définissant des indicateurs de qualité incitatifs les plus adéquats afin d'améliorer la qualité du service rendu aux usagers.
3. Réduire l'impact énergétique et environnemental des installations d'éclairage public en accentuant leur renouvellement (foyers > 100 watts et /ou > 30 ans) et en développant de nouveaux modes de gestion et d'usages…
4. Accompagner les collectivités dans la maîtrise des factures énergétiques de leurs bâtiments en encourageant le passage à l'acte dans la réalisation des travaux de rénovation énergétique (maîtrise d'œuvre ; financement lancement d'appels à projets spécifiques) ; en incitant l'adhésion du plus grand nombre de communes au CEP niveau 1 et en ayant un groupement d'achat d'énergies efficace.
5. Devenir un acteur public majeur dans la production d'énergie renouvelable locale par la création d'une structure porteuse pour le développement de projets EnR de grande puissance, dans une logique de favoriser la consommation locale d'énergies, par la montée au capital de sociétés de projets spécifiques, notamment dans le cadre de déploiement d'ombrières.
6. Relancer le développement des projets de production de chaleur (en cohérence avec le réseau Gaz).
7. Engager une réflexion sur la compétence « contribution à la transition énergétique » (socle pour l'accompagnement des EPCI).
8. Conforter notre rôle d'aménageur du territoire en matière d'implantation et d'exploitation d'infrastructures de mobilité bas carbone.
9. Être un acteur engagé pour réduire la précarité énergétique des usagers de l'électricité et du gaz.

10. Consolider nos services en matière d'information géographique en se positionnant sur notre rôle pour la mise en œuvre d'un Plan de Corps de Rue Simplifiée - PCRS à échéance 2026.

Dans le cadre de sa démarche qualité, validée par l'obtention de la certification ISO 9001, le SDEC ÉNERGIE déploie un pilotage de ses activités par la mise en place et le suivi de tableaux de bord qui reprennent des objectifs et indicateurs qui sont la déclinaison opérationnelle des orientations stratégiques.

Pour illustrer cette démarche, prenons deux exemples correspondant aux orientations stratégiques 5 et 8.

L'orientation n°5 (Devenir un acteur public majeur dans la production d'énergie renouvelable locale ...) se décline par :

- La définition d'objectifs opérationnels :
  - Réalisation de 5 projets de centrales solaires sur toitures par an pendant 3 ans, sur la période 2024-2026.
  - Création d'une société de projet en 2024 pour expérimenter la création de 7 ombrières photovoltaïques sur le territoire.

Ces objectifs sont assignés aux directions et services concernées par le biais des entretiens professionnels qui permettent de définir les objectifs des responsables de services et de la directrice Transition Energétique (voir **Annexe 2**). Le lien est fait entre les objectifs opérationnels et les orientations stratégiques.

Exemple :

Objectif 3 : Développer notre contribution à la production locale d'énergie renouvelables (Lien avec orientations n°5 et n°6 du plan stratégique)		2
Justification	Critères	Conditions
Nécessité de s'organiser pour impulser les initiatives locales pour produire des énergies renouvelables sur notre territoire (dans un objectif de massification)	- Suivi de l'avancement des projets ombrières dans le cadre de la société de projets SoliSDEC avec pour objectif de signer les statuts et le pacte d'associés avant la fin du 3ème trimestre 2024 et avec un début de travaux pour la 1ère ombrière en janvier 2025 - En 2024, engager la démarche permettant la création d'une Personne Morale Organisatrice (PMO) pour les 'opérations d'autoconsommation collective des projets SoliSDEC et Nacre Energie - Mettre en place le nouveau contrat patrimonial avec l'ADEME pour relancer les projets de production de chaleur afin d'avoir au minimum une réalisation en 2025 - Avancement de l'étude de structuration avec la CU Caen la mer, avec pour objectif une finalisation de cette première étude en 2024	

L'orientation n°8 (Conforter notre rôle d'aménageur du territoire en matière d'implantation et d'exploitation d'infrastructures de mobilité bas carbone) se décline par :

- La définition d'objectifs opérationnels :
  - Mise en service d'un programme de déploiement des infrastructures de recharges pour véhicules électriques (IRVE)
  - Inscription de ces objectifs dans le cadre des entretiens professionnels des agents concernés (ex : **Annexe 3**).

Exemple :

OBJECTIFS PROFESSIONNELS ATTENDUS POUR L'ANNEE 2024		
Objectif 1 : Mise en service des IRVE du programme 2023 et 2024 du SDIRVE		3
Justification	Critères	Conditions
Assurer le déploiement des IRVE conformément aux engagements du SDIRVE	Programme 2023 (100 Bornes) : 80% mis en service fin avril 2024 100% mis en service fin juillet 2024 Programme 2024(108 bornes) : 80% mis en service fin décembre 2024 100% mis en service fin avril 2025	

Ces objectifs font l'objet de suivi sous forme de tableaux de bord.

Exemple :

ETAT DU PROGRAMME 2024 En nombre de PDC (en nombre de borne)							
Engagement SDIRVE	Ajout	Abandon ou report	Phase travaux	Reste à faire	En cours	Terminés	Taux de réalisation %
220 (121 bornes)	49 (24 bornes)	53 (28 bornes)	Phase APS (Avant-Projet Sommaire)	0 (0 bornes)	16 (8 bornes)	200 (109 bornes)	93 %
			Phase APD (Avant-Projet définitif)	26 (13 bornes)	40 (21 bornes)	150 (83 bornes)	70 %
216 (117 bornes)			Travaux/PDC en service	146 (75 bornes)	70 (42bornes)	0 (0 bornes)	0 %

Recommandation n°2 : Obtenir de Primagaz qu'il complète ses comptes rendus annuels d'activité conformément au cahier des charges de sa concession gaz

Les rapports jugés trop succincts ne comportaient pas les rapports généraux sur la qualité et la sécurité, sur le développement de la concession, sur la qualité des services, sur la solidarité et sur les éléments financiers, comptables et patrimoniaux des concessions

A la demande du SDEC ENERGIE, Primagaz communique désormais un document de synthèse sous forme de diaporama (compte rendu d'activités du concessionnaire dit « CRAC ») qui reprend plusieurs des items manquants et expose les principaux résultats et les faits marquants de l'exercice comme le nombre d'usagers, le volume de consommation, le niveau de dépenses d'investissement, le suivi des incidents. Les informations transmises restent perfectibles et le syndicat continue de maintenir la pression auprès du concessionnaire pour obtenir des informations plus précises.

BILAN 2023 – QUALITE ET SECURITE – SUIVI INCIDENTS

Type DSP	Nom réf. Ouvrage	Cause incident	Adresse incident	Date incident	fuite constatée (O/N)	Présence pompiers (O/N)	Evacuation de personnes (O/N)
DSP 1	14-ANGUERNY-13052009-15629	Dépannage	Zone de stockage	16/08/2023	O	N	N
	14-ANISY-15102008-943	Sécurité	10 Rue Charles La Butte	13/09/2023	N	N	N
		Dépannage		15/09/2023	N	N	N
	14-ST MARTIN DES BESACES-04122008-2042	Dépannage	Zone de stockage	16/08/2023	O	N	N
		Dépannage	Zone de stockage	25/08/2023	O	N	N
	14-TREVIERES-01072008-297	Dépannage	2 Rue du Calvaire	23/03/2023	N	N	N
		Dépannage	20 Place du Marché	25/04/2023	N	N	N
		Dépannage	3 Rue Pierrot	17/10/2023	O	N	N
DSP 2	14-CHEUX-29042009-15560	Dépannage	Zone de stockage	16/08/2023	O	N	N
		Dépannage	Zone de stockage	18/08/2023	O	N	N
	14-ORBEC-31122010-18925	Sécurité	3 Rue des Frères Bigot	15/02/2023	N	O	N
		Sécurité	12 Rue des Champs	07/07/2023	N	N	N
		Sécurité	24 Rue d'Enghien les Bains	11/12/2023	N	O	N
	14-LA VESPIERE-05122008-2045	Dépannage	Zone de stockage	13/09/2023	N	N	N
		Dépannage	Zone de stockage	09/10/2023	O	N	N
		Dépannage	Zone industrielle - Campogère	10/10/2023	N	N	N
DSP 3	14-ST MARTIN DE BIENFAITE-04022017-23291	Dépannage	6 Lotissement Jacques Rolland	25/07/2023	N	N	N

En synthèse :

- 9 presqu'incidents sans conséquences
- 3 incidents avec coupure des usagers sur la DSP
- 4 incidents avec micro-fuites

05/12/2024 | **SDEC 14 – Présentation CRAC 2023**

PRIMAGAZ

Le SDEC ÉNERGIE a obtenu ce document de synthèse qui a été présenté en Bureau et en Comité Syndical.

Recommandation n°3 : Etablir sous trois ans un bilan économique et financier de l'efficacité des dispositifs de déploiement des bornes de recharge et d'installation des centrales de production d'énergie avant d'envisager leur éventuelle extension

- **Le service « Mobilité durable »**

Analyse de la rentabilité financière du service – **Annexe 4**

Lors de la création su service public industriel et commercial « Mobilité durable » porté par une régie à autonomie financière et un budget annexe dédié, le SDEC ÉNERGIE s'est très rapidement saisi de la question de l'efficacité du déploiement des infrastructures de recharges.

Le syndicat a commandé, en 2022, une expertise à une société de conseil pour interroger le modèle économique du service et le mode de gestion le plus pertinent.

Les conclusions de cette expertise confirment les points suivants :

- L'analyse du cycle d'exploitation souligne l'absence de rentabilité de la structure notamment des résultats d'exploitation déficitaire,
- Le Chiffre d'Affaires, induit par les prix de revente appliqués par le SDEC ÉNERGIE, ne permet pas la couverture des charges du projet, les équilibres financiers étant ci-interdépendants de subventions exceptionnelles.

Les commissions « Mobilité bas carbone » et « Administration Finances » puis le Bureau Syndical ont validé deux points :

- La confirmation du mode gestion de ce service public par la régie à autonomie financière sans personnalité morale,
- La nécessité de reprendre les conclusions de l'expertise pour approfondir la partie financière en mobilisant le service finances du syndicat.

L'analyse financière réalisée par le service Finances confirme que la rentabilité financière est difficile à atteindre sans la mobilisation de ressources issues du budget principal et sans la mise en œuvre d'autres leviers que sont :

- L'allongement de la durée d'amortissement des équipements,
- Le redéploiement du rythme et du niveau d'investissement,
- La revalorisation des tarifs pratiqués aux usagers.

Ces leviers sont à l'étude ou en cours de mise en œuvre.

Elaboration du schéma directeur de déploiement des bornes de recharges pour véhicules électriques sur le département du Calvados du SDIRVE

Le SDEC ÉNERGIE a souhaité structurer et planifier la mise en œuvre de ce schéma avec l'appui d'un bureau d'études qui a réalisé une étude en 2 parties :

- Partie 1 : diagnostic – état des lieux, évaluation du développement de l'offre de recharge indépendamment du SDIRVE, évolution technologique, évolution des besoins, données financières.
- Partie 2 : élaboration de la stratégie, objectifs opérationnels et calendrier.

Le schéma directeur, établi dans une démarche de large concertation des acteurs publics et privés, a reçu un avis favorable des services de la Préfecture et une validation du Comité Syndical en date du 30 mars 2023 – **Annexe 5**. Il prévoit la possibilité d'installation jusqu'à 1 000 points de recharges supplémentaires sur la période 2023/2027.

- **Le service public « Energies renouvelables »**

Le SDEC ÉNERGIE intervient dans la création et l'exploitation d'installations de production d'électricité photovoltaïque par le biais d'un transfert de compétence. L'activité fait l'objet d'une régie et dispose d'un budget annexe.

Le bilan économique du déploiement de ces installations photovoltaïques a été réalisé en interne par le service Finances – **annexe 6**.

Il ressort que la section de fonctionnement présente un résultat excédentaire depuis 2022, ce qui ne nécessite plus de versement d'une subvention d'équilibre provenant du budget principal. L'exploitation de cette activité est donc rentable.

Le compte financier unique 2023 présente un résultat excédentaire de 403 249.93 €, dont un excédent de 54 387.79 € en section de fonctionnement et un excédent de 348 862.14 € en section d'investissement.

Les résultats de l'exercice 2023 se présentent comme suit :

I – INFORMATIONS GÉNÉRALES ET SYNTHÉTIQUES	I
PRÉSENTATION GÉNÉRALES DU COMPTE FINANCIER – VUE D'ENSEMBLE	A

Détermination du résultat cumulé à la fin de l'exercice N

			Investissement	Exploitation	Total cumulé
Recettes	Prévision budgétaire totale	A	105 866,80	165 640,40	271 507,20
	Recettes réalisées (1)	B	69 140,49	149 181,40	218 321,89
	Restes à réaliser	C	0,00	0,00	0,00
Dépenses	Autorisation budgétaire totale	D	773 000,00	219 300,00	992 300,00
	Dépenses réalisées (1)	E	236 270,95	148 453,21	384 724,16
	Restes à réaliser	F	151 140,60	0,00	151 140,60
Différences entre les titres et les mandats	Solde des réalisations de l'exercice (+/-)	G = B - E	-167 130,46	728,19	-166 402,27
Résultats antérieurs reportés	Résultats antérieurs reportés (+/-)	H	667 133,20	53 659,60	720 792,80
Solde (investissement) ou résultat de clôture (exploitation)	Excédent /déficit	G + H	500 002,74	54 387,79	554 390,53
Différence entre les restes à réaliser	Restes à réaliser (+/-)	I = C – F	-151 140,60	0,00	-151 140,60
Résultat cumulé	Excédent /déficit	G + H + I	348 862,14	54 387,79	403 249,93

(1) Les recettes réalisées et les dépenses réalisées concernent les opérations réelles et les opérations d'ordre

Recommandation n°4 : Compléter les réflexions sur d'éventuelles implications dans une structure de partenariat public-privé, par une analyse comparative des dispositifs existant dans d'autres régions

Dans le cadre de l'exercice de sa compétence « Energies renouvelables », et en complémentarité de la régie « ENR » portant sur l'installation et l'exploitation de projets panneaux solaires de dimensions modestes, le SDEC ÉNERGIE souhaite accompagner les projets d'envergure (en volume de production et en montant d'investissement).

Le positionnement du SDEC ÉNERGIE à trois niveaux selon les caractéristiques du projet est validé dans le Débat d'orientations budgétaires du Comité Syndical du 9 février 2023.

Nature des projets	Puissance	Cadre juridique	Observations
Projets de taille modeste	< 100 kWc	Secteur public SPA	Mandat de maitrise d'ouvrage sans transfert de compétences Autoconsommation
			Projet de création d'une régie à autonomie financière avec personnalité morale
Groupement de plusieurs projets, avec tiers privés	100 et 500 kWc	Société de projet	Expérimentation avec « See you sun » Projet de création d'une société de projet dédiée
Projet d'envergure, avec tiers privés	> 500 kWc	Secteur privé SPIC	Etude pour évaluer la création d'une société d'économie mixte

Le SDEC ÉNERGIE s'appuie sur deux analyses pour conforter son positionnement.

En 2024, conformément à notre plan stratégique et afin de répondre aux objectifs de production d'énergie renouvelable des PCAET et à l'obligation de solarisation des parkings de plus de 1 500 m² issues de la loi APER, le SDEC ÉNERGIE a souhaité expérimenter la création d'ombrières photovoltaïques sur le foncier de collectivités.

Pour cela, le syndicat s'est associé à la société SEE YOU SUN et au fonds d'investissement citoyen ENERGIE PARTAGEE INVESTISSEMENT pour créer la société de projet SoliSDEC. Elle permettra de réaliser une grappe de centrales photovoltaïques en ombrières sur des parkings et terrains appartenant à des communes du Calvados. Ces centrales représentent une surface totale de 9 259 m² de panneaux photovoltaïques pour une puissance de 2157.74 kWc. Le besoin de financement s'élève à 2 924 k€.

Préalablement à la création de cette société, le syndicat a souhaité éprouver le modèle économique en commandant une analyse financière au cabinet SEMAPHORE qui a montré la pertinence du modèle économique – **annexe 7**.

D'autre part, une étude de structuration de l'accompagnement des collectivités pour le développement de projets de production d'énergies renouvelables dans le Calvados a été réalisée en 2024 conjointement par le SDEC ÉNERGIE et la Communauté Urbaine Caen la mer.

Cette étude doit permettre d'identifier les modèles permettant de mutualiser l'ingénierie et de garantir au syndicat et à la communauté urbaine de garder leur indépendance dans les décisions d'investir ou non dans un projet.

L'étude propose un comparatif des différents modèles envisageables avec des exemples illustrés de différents solutions mises en œuvre sur d'autres territoires.
Elle dispose également d'un volet financier et économique qui évalue le risque et les conditions financières de mise en œuvre des solutions proposées.

Cette étude est en cours de réalisation et permettra au SDEC ÉNERGIE d'affiner sa stratégie d'accompagnement des collectivités concernant les projets ENR - **annexe 8.**

2. LES OBLIGATIONS DE FAIRE

Obligation n°1 : Produire pour chaque compte administratif des documents complets et appuyés des annexes conformes aux maquettes comptables.

Réponse du SDEC ÉNERGIE par courrier du 13 juin 2023 :

Le SDEC ÉNERGIE a adopté par anticipation la nomenclature M57 au 1er janvier 2022 et la mise en œuvre du Compte Financier Unique (CFU).
Le syndicat est en mesure de produire des CFU complets à compter de l'exercice 2023.

Etat d'avancement de l'action :

Le syndicat a rencontré des difficultés techniques et informatiques pour renseigner certaines annexes du Compte financier unique. Il s'est rapproché de l'éditeur du logiciel de gestion comptable et financière pour produire des documents complets. L'impossibilité technique de générer informatiquement certaines annexes de la maquette du compte financier unique oblige le syndicat à les produire sous format tableur.

Le syndicat a la capacité de présenter tous les documents et annexes.

Obligation n°2 : Etablir l'inventaire physique et la concordance entre les états respectifs du patrimoine, et comptabiliser systématiquement les flux financiers en fonction de l'évolution du statut des nouvelles immobilisations.

Réponse du SDEC ÉNERGIE par courrier du 13 juin 2023 :

Le SDEC ÉNERGIE saisit l'enjeu de la gestion patrimoniale et déploie les moyens nécessaires pour y parvenir :

- Acquisition et mise en service, en 2021, d'un logiciel de gestion financière performant pour l'intégration et le suivi des immobilisations ;
- Recrutement d'un agent, en octobre 2022 ;
- Mise à jour de l'inventaire physique (bâtiment administratif, mobiliers, véhicules) en septembre 2023 : sortie de biens, intégration de nouveaux biens ;
- Mise à jour de l'inventaire rattaché à l'exercice des compétences (réseaux électricité, éclairage public, signalisation lumineuse, mobilité durable, énergies renouvelables …) à partir de 2024 : sortie de biens, intégration de biens, suivi des transferts de compétences et des états contradictoires issus des communes ;
- Intégration des inventaires des concessions dans le patrimoine du syndicat : nous souhaitons attirer votre attention sur les difficultés de concordance avec les différents concessionnaires gaz et électricité des inventaires patrimoniaux et comptables.

Etat d'avancement de l'action :

Pour le SDEC ÉNERGIE, la gestion patrimoniale représente un enjeu majeur de fiabilité de sa comptabilité et de son bilan.

La prise en charge de la gestion patrimoniale est une démarche ambitieuse qui s'inscrit dans le temps, qui mobilise des ressources conséquentes matérielles et humaines.

Le syndicat met en œuvre des moyens et une organisation pour cette démarche :

- Acquisition et mise en service d'un logiciel de gestion financière performant pour l'intégration et le suivi des immobilisations ;
- Renforcement des effectifs du service Comptabilité par le recrutement d'un agent ;
- Création d'un groupe de travail interne au SDEC ÉNERGIE portant ce dossier ;
- Participation active du syndicat au groupe de travail dédié à cette thématique piloté par la FNCCR.

Le syndicat conduit ce dossier en cinq étapes :

1. Définition d'une méthodologie de travail relative aux immobilisations, aux amortissements et aux inventaires – **Annexe 9.**
2. Création et mise à jour annuelle de l'inventaire physique du syndicat divisé en deux parties (un pour les biens propres du syndicat et un autre pour les biens relevant de l'exercice des compétences statutaires)
3. Rapprochement de l'inventaire physique et de l'inventaire comptable.
4. Concordance de l'inventaire comptable établi par le syndicat et celui produit par la Paierie départementale.

5. Intégration des inventaires des concessions Electricité et Gaz dans le patrimoine du syndicat.

Le syndicat souligne les premières évolutions concourant à l'amélioration de sa gestion patrimoniale :

- Création d'un inventaire physique des biens propres du syndicat (bâtiment administratif, mobiliers, véhicules) en 2023 ;
- Mise à jour en cours de l'inventaire physique des biens propres du syndicat en 2024 ;
- Création en cours d'un inventaire physique rattaché à l'exercice des compétences statutaires (réseaux électricité, éclairage public, signalisation lumineuse, mobilité durable, énergies renouvelables …) à partir de 2024.

Parmi les actions restant à mener :

- Le rapprochement de l'inventaire physique et de l'inventaire comptable du syndicat ;
- Le contrôle de cohérence entre l'inventaire comptable du syndicat et celui produit par la Paierie départementale ;
- L'intégration des biens concédés dans la comptabilité du syndicat.

Notons que cette dernière action est la plus complexe à entreprendre et à finaliser. De très nombreux points comptables et méthodologiques restent à lever pour pouvoir obtenir des résultats satisfaisants notamment la concordance du patrimoine concédé.

Obligation n°3 : Acter l'application à l'ensemble des agents des cycles horaires conformes aux textes sur la durée annuelle du temps de travail, dans le règlement interne.

Réponse du SDEC ÉNERGIE par courrier du 13 juin 2023 :

Le SDEC ÉNERGIE applique, pour l'ensemble des agents, la durée annuelle réglementaire du temps de travail.
Sa mise en œuvre est précisée dans le guide de fonctionnement interne. Des ajustements nécessaires ont été formalisés au travers de notes internes sans être retranscrits dans ce guide.
L'ensemble du guide de fonctionnement étant en cours de révision, sa future version intègrera ces ajustements dans le document final ; celui-ci fera l'objet d'un avis du Comité social territorial avant d'être soumis à délibération du Bureau Syndical en 2024.

Etat d'avancement de l'action :

Le SDEC ÉNERGIE applique, pour l'ensemble des agents, la durée annuelle réglementaire du temps de travail et sa mise en œuvre est précisée dans le guide de fonctionnement interne.

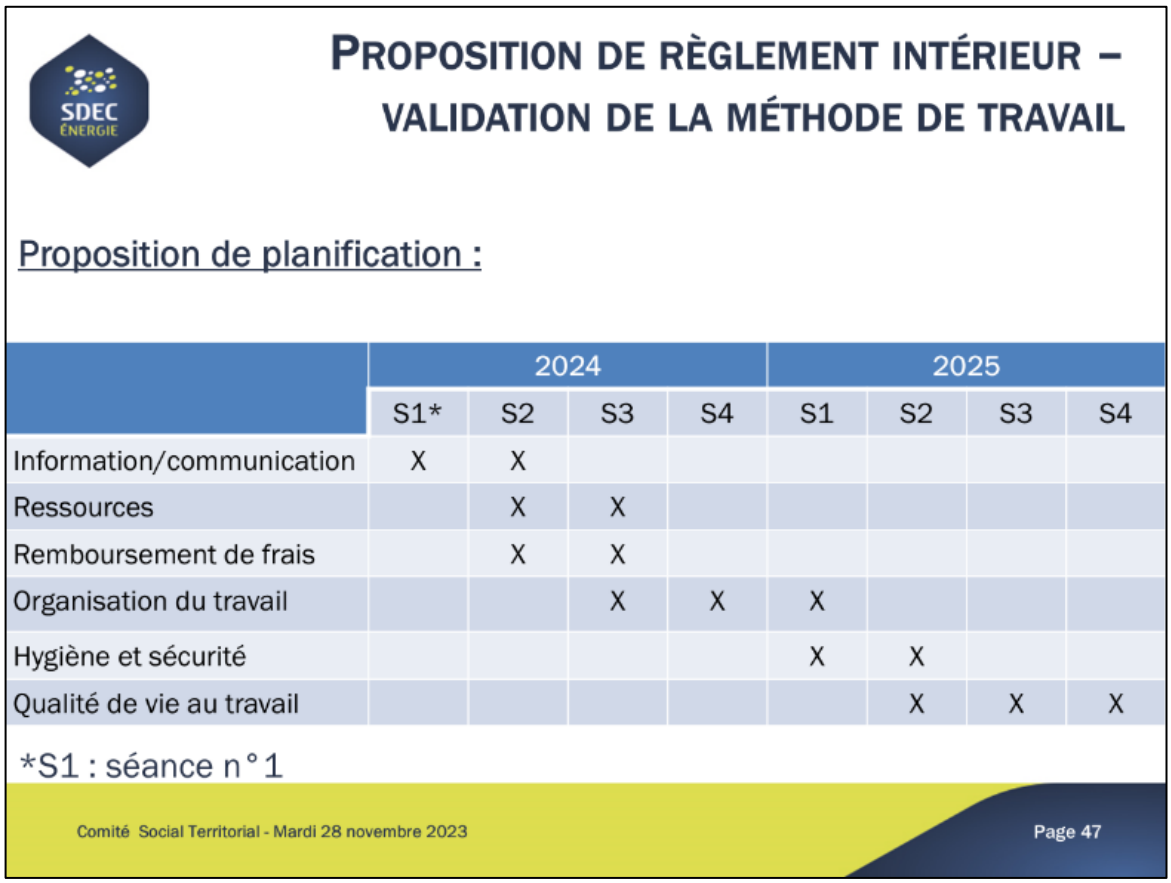
Des ajustements ont été formalisés au travers de notes internes sans être retranscrits dans ce guide.

L'ensemble du guide de fonctionnement est en cours de révision pour intégrer toutes les modifications. Il fera l'objet d'un avis du Comité social territorial avant d'être soumis à délibération du Bureau Syndical en 2025.

Les travaux de révision générale du guide interne se poursuivent (groupes de travail, CST, temps dédié à l'occasion de la journée du personnel du 14 juin 2024) et le Bureau Syndical a déjà validé trois chapitres du règlement intérieur :

- Chapitre « Ressources », le 5 juillet 2024
- Chapitre « Informatique », le 8 novembre 2024
- Chapitre « Déplacements », le 6 décembre 2024.

Le Comité social territorial va prochainement se saisir de la question de l'organisation du temps de travail ».



PROPOSITION DE RÈGLEMENT INTÉRIEUR – VALIDATION DE LA MÉTHODE DE TRAVAIL

Proposition de planification :

	2024				2025			
	S1*	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4
Information/communication	X	X						
Ressources		X	X					
Remboursement de frais		X	X					
Organisation du travail			X	X	X			
Hygiène et sécurité					X	X		
Qualité de vie au travail						X	X	X

*S1 : séance n°1

Comité Social Territorial - Mardi 28 novembre 2023 Page 47

Obligations n°4 : Appliquer les méthodes de calcul d'évaluation des offres en conformité avec les informations figurant dans les documents de consultation des entreprises et, avec les textes pour ce qui concerne les offres à déclarer comme inacceptables.

Réponse du SDEC ÉNERGIE par courrier du 13 juin 2023 :

Le SDEC ÉNERGIE met en œuvre une politique d'achat qui s'inscrit complétement dans le cadre de la commande publique et dont l'une des finalités est l'utilisation optimum des deniers publics.
La maitrise du coût des travaux ou d'achat des fournitures est une préoccupation majeure du syndicat, dans le contexte inflationniste actuel ; la part à charge pour les communes membres s'en trouve ainsi moins affectée. Malgré tout, nous prenons bonne note quant à l'application stricte des informations figurant dans les documents de consultation des entreprises et, des textes pour ce qui concerne les offres à déclarer comme inacceptables.

Etat d'avancement de l'action :

Le syndicat applique bien les méthodes de calcul d'évaluation des offres en conformité avec les informations figurant dans les documents de consultation des entreprises.

Obligation n°5 : Soumettre à l'organe délibérant les rapports annuels d'activité des concessions d'électricité et de gaz.

Réponse du SDEC ÉNERGIE par courrier du 13 juin 2023

Les services du SDEC ÉNERGIE présentent chaque année en commission interne « Concessions Electricité et Gaz » les rapports annuels d'activité de toutes les concessions d'électricité et de gaz ; il s'agit d'une analyse détaillée et exhaustive sur chacune des thématiques de ces contrats (patrimonial, investissements, usagers, comptables et financiers).
La crise sanitaire ayant largement perturbé le fonctionnement de l'organe délibérant du syndicat, sa saisine pour la présentation des rapports de contrôle n'a pas été faite.

Les rapports des contrôles ANTARGAZ ENERGIES et PRIMAGAZ, réalisés en 2022, portant sur les données 2021 des contrats de concession, sont d'ores et déjà inscrits à l'ordre du jour du Comité Syndical du 29 juin 2023.
Il en sera de même pour les autres concessionnaires dont les rapports seront à l'avenir systématiquement présentés au Comité Syndical.

Etat d'avancement de l'action (**annexe 10**) :

La présentation des rapports de contrôle des concessionnaires au Comité Syndical est maintenant planifiée chaque l'année.

Les rapports des contrôles ANTARGAZ ENERGIES et PRIMAGAZ, réalisés en 2022, portant sur les données 2021 des contrats de concession, ont été présentés au Comité Syndical du 29 juin 2023 et ceux de GRDF et d'ENEDIS-EDF au Comité Syndical du 12 octobre 2023.

Les rapports des contrôles GRDF, ANTARGAZ ENERGIES et PRIMAGAZ, réalisés en 2023, portant sur les données 2022 des contrats de concession, ont été présentés au Comité Syndical du 20 juin 2024 et celui d'ENEDIS-EDF, au Comité Syndical du 10 octobre 2024.

3. LES ANNEXES

Annexe 1 – Bilan à mi-mandat présenté en Comité Syndical du 29 juin 2023

Annexe 2 – Exemple d'objectifs fixés pour 2024, en lien avec les orientations du plan stratégique en matière de transition énergétique

Annexe 3 – Exemple d'objectifs fixés pour 2024, dans le cadre de la mise en œuvre du SDIRVE

Annexe 4 – Préparation budgétaire 2024 - Budget annexe « Mobilité Durable » - Note de présentation synthétique

Annexe 5 – Délibération du Comité Syndical du 30 mars 2023, validant le SDIRVE

Annexe 6 – Préparation budgétaire 2024 - Budget annexe « Energies Renouvelables » - Note de présentation synthétique

Annexe 7 – Etude financière du projet SoliSDEC

Annexe 8 – Etude de structuration de l'accompagnement des collectivités pour le développement de projets de production d'énergies renouvelables dans le Calvados

Annexe 9 - Gestion du patrimoine du SDEC ENERGIE - Note de cadrage

Annexe 10 – Listes des délibérations ayant pris acte de la production des comptes rendus annuel d'activités des concessionnaires et des rapports annuels de contrôle des concessions, avec l'exemple de la délibération complète relative à la présentation du rapport de mission de contrôle 2023 – données 2022 du concession ANTARGAZ ENERGIES

Bilan à mi-mandat du projet stratégique 2021/2026

- **Propos liminaires**

Pour rappel, ce projet adopté, pour la période 2021/2026, par le Comité Syndical du 17 décembre 2020, traduit la vision des élus sur le développement du syndicat pour le mandat.

Il est structuré de plusieurs parties, notamment :

- Le contexte général, portant sur le devenir des réseaux d'énergie, l'enjeu pour notre syndicat de la transition énergétique, l'impact de la crise sanitaire et de la crise économique annoncée,
- Le plan stratégique proprement dit décliné en 5 orientations principales :
  - Agir pour un aménagement des territoires cohérent et équitable,
  - Être au plus près des communes et des EPCI pour les accompagner dans leur transition énergétique,
  - Accompagner le développement de la mobilité bas carbone et de ses usages,
  - Renforcer les relations avec les usagers,
  - Valoriser les données patrimoniales et énergétiques.
- Une dernière partie consacrée aux moyens à mettre en œuvre en termes de ressources humaines à mobiliser, de budget à consacrer, de partenariats à bâtir, de communication, du système d'information et de démarche qualité.

Pour rappel, la prise en compte en 2020 du contexte général de l'époque pointait notamment :

- Le **contrat de concession électricité** du Calvados confronté à sa réactualisation : second Plan Pluriannuel d'Investissement (PPI), clauses de revoyure...
- Le **gaz** à la croisée des chemins ; la « RE 2020 », limitant l'usage du gaz dans la construction neuve, pour consommer plus d'énergie moins carbonée. La filière « gaz » voit donc dans le biométhane un avenir prometteur, avec des proportions très élevées de gaz vert dans les réseaux dans les 30 prochaines années ; le renouvellement du contrat de concession historique avec GRDF, son « verdissement » prend donc toute sa dimension ; cela passe par le regroupement de tous les contrats historiques existant encore dans le département sous la même AODE, le SDEC ÉNERGIE.
- Les **réseaux de chaleur ;** qui utilisent des énergies renouvelables locales, s'insèrent naturellement dans la transition énergétique aux côtés ou en complémentarité des autres réseaux de distribution. Ils sont, à ce titre, de puissants leviers de développement territorial.

Dans ce contexte très évolutif, le syndicat a vocation à devenir le bras armé des collectivités pour accompagner la transition énergétique ; en portant des projets innovants et structurants pour les territoires : planification, massification de la rénovation énergétique, production d'énergies renouvelables ; stockage et flexibilité locale, stations de recharge et avitaillement, service public de la donnée...

Le projet stratégique traduit cette évolution de nos métiers :

- Le syndicat doit se doter des outils nécessaires à la mise en œuvre de la **planification énergétique** : parti pris a été acté d'être acteur opérationnel des PCAET et de faire de la commission consultative pour la transition énergétique (CCTE) un véritable levier pour la mise en œuvre d'une transition énergétique réussie des territoires.
- D'ici quelques années, nombre de collectivités devrait **produire de l'énergie renouvelable.** L'enjeu pour le syndicat est donc stratégique : enjeux énergétiques, aménagement du territoire, accompagnement des collectivités, ingénierie et mutualisation...
- Cette dynamique pourrait concourir au **développement de l'autoconsommation collective** et solidaire, en optimisant les factures d'énergie pour les usagers, en évitant les charges en heures de pointe, en valorisant les services de mutualisation par des agrégateurs.

- **L'expertise du syndicat en matière d'efficacité énergétique** est attendue des collectivités membres pour piloter des projets de rénovation énergétique de bâtiments publics. Cette expertise s'appuiera :
  - Sur l'émergence de nouveaux métiers, sur le développement de nouveaux services (diagnostic, planification des actions...) jusqu'aux travaux (Moe, réception, suivi des consommations ...),
  - Sur l'intérêt de massification des opérations pour en maîtriser les coûts, sur le levier apporté par un groupement d'achat, sur l'opportunité de changer les modes de production, de mettre en œuvre de nouvelles technologies de mesure des consommations...
- **L'éclairage public** nécessite des investissements conséquents pour moderniser le réseau avec près de 20 % du parc déjà équipé en Leds et avec un taux de développement de cette technologie à deux chiffres, le réseau d'éclairage public devrait devenir un levier de la smart city.
- La Loi d'Orientation des **Mobilités** prévoit de donner aux AODE installant et exploitant des IRVE ouvertes au public, la possibilité d'établir sur leur territoire des schémas directeurs destinés à faciliter et à accélérer le développement de la mobilité électrique, tout en veillant à assurer une couverture équilibrée pour éviter l'apparition d'une fracture territoriale durable dans ce domaine.
- Le modèle de « **territoire intelligent** » devrait se répandre très largement au cours des prochaines décennies. La gestion des données en est le socle et un enjeu stratégique. Avec le développement des smart grids, des objets connectés, des fichiers d'abonnés à l'énergie, le déploiement des compteurs Linky et Gaspar, l'installation de capteurs sur les réseaux de distribution d'électricité, de gaz ou de chaleur...., les acteurs de l'énergie, dont les AODE, disposent d'une quantité exponentielle de données, essentielles pour l'élaboration des plans climat-air-énergie territoriaux, mais aussi pour diagnostiquer les consommations énergétiques dans les territoires, pour aider à la planification des nouvelles orientations énergétiques comme les énergies renouvelables.

En moins d'une décennie, le syndicat a profondément évolué, intégrant tout un champ de compétences nouvelles au service des collectivités, essentiellement dans le domaine de la transition énergétique.

Concomitamment à ce développement, ses compétences « traditionnelles » centrées autour du réseau de distribution d'électricité se sont maintenues, voire étendues et renforcées.

La structuration en 2020 du syndicat n'est plus adaptée et devra être renforcée si nous voulons répondre à cette attente des communes rurales ou urbaines : en matière de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre, mais aussi au travers l'émergence de nouveaux montages opérationnels : financement participatif, partenariat public/privé, adossement à une SEM voire sa création...

Ce dynamisme, traduction à la fois des attentes des collectivités et de la volonté des élus du SDEC ÉNERGIE, s'est appuyé sur une gestion financière, reposant essentiellement sur quelques lignes de force :

- Un panel de ressources financières peu étendues (TCCFE, FACÉ, redevances), dont la source principale est le réseau public de distribution d'électricité,
- Un mode de gestion très majoritairement en régie, les quelques services externalisés étant l'exception.

Il en résulte un état financier solide : pas d'emprunt direct, une capacité d'auto-financement (CAF) stable permettant de maintenir un bon niveau d'investissement et une masse salariale augmentant proportionnellement au développement des activités.

Faire reposer le développement de nos activités nouvelles sur le seul support des ressources financières actuelles pose la question de la viabilité de ce mode de financement à moyen terme, notamment, car la pérennité de nos principales ressources financières, sans être menacée, n'est pas garantie pour autant.

Cet effort pour la transition énergétique ne peut à moyen et long terme s'organiser, se financer, se mettre en œuvre qu'à partir, des deux composantes qui ont constitué jusqu'à présent son moteur : la TCCFE et le personnel du syndicat.

Dans quel contexte, le syndicat a t-il réellement évolué depuis 2020 ?

❖ *Une première partie de mandat perturbé*

L'élection des conseils municipaux de 2020 en mars 2020 a coïncidé strictement avec la mise en place du 1er confinement sanitaire du 17 mars au 11 mai 2020, dû à la pandémie de Covid 19.

Un deuxième confinement du 30 octobre au 15 décembre 2020, puis un troisième confinement du 3 avril au 3 mai 2021, sont venus organiser successivement la vie de chacun, mais aussi celles de nos institutions, des collectivités, des entreprises, du tissu économique et associatif....

Leurs conséquences pour la société sont profondes, diverses et se feront encore sentir pendant de nombreuses années : il y a donc un avant et un après Covid.

Le syndicat n'a pas échappé à cette réalité qui s'est traduite :

- Par la difficulté à mobiliser les élus, la dynamique « élection » n'ayant pu se mettre en place : le fort taux de renouvellement des délégués et représentants au Comité syndical nécessite habituellement des actions d'information pédagogique sur les enjeux de notre environnement professionnel, sur nos métiers, nos valeurs...
- Par l'arrêt brutal des chantiers en cours, des projets en étude, en attente de décision...qui se sont trouvés décalés de plusieurs mois, retardant de facto les opérations portées par les nouvelles équipes municipales.
- Par le développement de nouveaux modes de travail ou d'échanges : le télétravail, les visio conférences, les webinaires ... sont en quelques mois venus pallier l'obligation de distanciation et se sont substitués avec plus ou moins de bonheur aux Matinales, aux CLE et autres réunions en présentielles accompagnées du pot de l'amitié.
- Par l'absence de contact physique (on ne serre plus la main, on se parle derrière un masque...) qui isole et sépare chacun d'entre nous de l'autre).

Cette crise fut soudaine et démesurée dans son ampleur.

Le syndicat, comme beaucoup d'autres structures pendant cette période, a mobilisé toute son énergie pour retrouver le plus rapidement possible un rythme de fonctionnement en phase avec les objectifs du plan stratégique.

Il a été confronté à des réalités qui sont venues entravées cette dynamique :

- Le besoin exprimé par certains agents de reconsidérer la valeur travail (des attentes nouvelles en matière de qualité de travail, mais aussi salariales...),
- La participation des élus en baisse à toutes les réunions auxquelles ils sont conviés : Comité syndical, CLE, réunions thématiques...

Ce retour « à la normale» a par ailleurs été boosté par les plans de relance qui se sont succédés dans la précipitation le plus souvent : le syndicat y a répondu et en a été de nombreuses fois lauréat : cela nous a obligé à mobiliser nos ressources internes et les entreprises partenaires ont dû, elles aussi, s'adapter avec plus ou moins de difficultés.

La crise économique, dont les prémices sont apparues fin 2021, a pris une ampleur inédite en 2022 qui persiste jusqu'à présent. Elle a été décuplée par la guerre en Ukraine ; les tensions géopolitiques mondiales venant aggraver lourdement ce contexte général.

Ainsi, l'envolée des prix de l'énergie (allant jusqu'à + 400 % en 12 mois pour l'électricité) et des matières premières a eu comme conséquences immédiates une augmentation à deux chiffres du coût des prestations, un accroissement des délais de livraison de tous les types de fournitures, dans des proportions inimaginables... allant jusqu'à des ruptures d'approvisionnement...

Il a fallu renégocier de très nombreux contrats à la hausse (+20 à 40 %), répondre favorablement aux augmentations salariales, accepter des nouveaux délais de livraison...

Après deux ans de crises sanitaires mondiales qui ont vu l'économie s'arrêter, se rétracter et l'injection massive de capitaux dans l'économie, notamment par les banques d'Etat ... la reprise économique fut donc brutale, au point de diminuer fortement le chômage et de générer un niveau de tension sur l'emploi jamais constatée auparavant.

❖ *La volonté d'aller de l'avant*

Malgré toutes ces difficultés qui se sont cumulées, l'action des élus a toujours été animée par la volonté de s'appuyer sur nos forces pour rebondir et s'adapter.

Ainsi, le contrôle de la Chambre Régionale des Comptes, engagé mi 2022, a confirmé la bonne gestion du syndicat et sa solidité financière.

Les indicateurs financiers structurels (CAF, niveau d'endettement, frais de structures...) sont maîtrisés et apportent au syndicat des moyens d'action, en termes de stratégie d'aide financière, de capacité d'investissement, de développement de nouveaux services...

La prudence doit toujours rester bonne conseillère ; la réforme structurelle de la TCCFE, l'impact des communes nouvelles, les enjeux énergétiques sur le devenir des réseaux gaz et ou sur l'avenir du groupe EDF... sont autant de réalités à prendre en compte dans la stratégie d'évolution du syndicat.

Par ailleurs, l'audit organisationnel diligenté pour apporter des réponses à l'évolution de nos métiers historiques (les réseaux), à ceux en lien avec la transition énergétique, à une pyramide des âges qui conduit au renouvellement massif des équipes actuelles à moyen terme et au climat social altéré par la crise sanitaire, a permis d'apaiser les tensions et a mis en exergue les besoins de :

- Renforcer et professionnaliser l'exercice des fonctions managériales,
- Elaborer une stratégie de recrutement agile et anticipative,
- Conserver notre niveau d'expertise métiers,
- Améliorer la qualité de vie au travail.

La mise en œuvre d'un plan d'actions ambitieux est engagée dès 2023 par, notamment, le recrutement de plusieurs agents, un organigramme adapté aux enjeux du syndicat, un plan de formation managériale renouvelé, la mise en œuvre du télétravail, un plan de mobilité interne...

❖ *A mi-mandat, un plan d'actions bien engagé*

Chacune des 5 orientations du plan stratégique se décline en différents objectifs et plan d'actions. Entre début 2021 et mi 2023, la dynamique de réalisation est la suivante :

A. Agir pour un aménagement des territoires cohérent et équitable

- *S'attacher à maintenir une bonne qualité d'énergie électrique distribuée égale en tout point du département*
  - Mise en œuvre du 1er PPI, avec un taux de réalisation de 100 % et l'atteinte de 13 valeurs repères sur 14
  - Nette amélioration de la qualité de l'électricité distribuée :
    - Le temps de coupure « B » moyen annuel décroît de 13 min (72 min => 59 min).
    - La part du critère B climatique décroît de 14 % (34 % => 20 %).
    - 80 % des communes de la concession ont un critère B HIX hors RTE ≤ à 211 min soit une réduction de la fourchette haute de 52 minutes.

- Diminution de moitié du nombre de kilomètres de réseau BT fils nus rural, depuis 2020, résorption totale à échéance 2026 ;
- Maintien d'un niveau élevé d'investissement pour la mise en souterrain des réseaux aériens BT (renforcement et effacement des réseaux) à 13,6 M€ annuel ;
- Triplement des investissements en matière de raccordement électrique au réseau : 5 M€ en 2022 pour à peine 1.5 M€ en 2019.

- *Œuvrer pour un réseau gaz en phase avec les enjeux de développement des territoires, adapté à l'évolution des usages*
  - 96 % des communes alimentées (142) adhérentes au SDEC ENERGIE pour 120 en 2020, 6 communes restent isolées ;
  - Mise en œuvre d'une convention avec GRDF visant notamment le développement du BIO GAZ ;
  - Ratification d'un accord de méthode permettant d'engager un processus de négociation du futur contrat de concession avec GRDF.

- *Exploiter un réseau d'éclairage public performant et innovant*
  - Accroissement depuis 2020 de 8 % du parc et de 2 % du nombre de collectivités adhérentes ;
  - Renouvellement des foyers énergivores > 150 Watts
    - Programme de renouvellement des foyers > 30 ans « R30 » :
      - L'instauration des forfaits sur la base de l'âge des foyers et non plus sur le type de lampes,
      - Une enveloppe budgétaire de 1,5M€ annuel,
      - Des aides incitatives allant jusqu'à 60 %,
    - Le renouvellement des foyers > 25 ans dans le cadre du financement Fonds vert :
      - Une enveloppe budgétaire de 2,5M€ HT
      - Un taux d'aide à 40 %
  - Un tiers du patrimoine est équipé de Leds et le temps moyen d'éclairage à diminuer de 25 % pour s'établir à 1 664 heures par an contre 2 228 heures fin 2021 ;
  - Diminution régulière du taux de panne : 2,64 % en 2022 contre 4 % en 2020.

- *Développer les réseaux d'énergie en cohérence avec les projets des territoires (urbanisme et EnR)*
  - Expérimentation sur le territoire de « Bayeux Intercom » pour mesurer l'impact du PCAET de la Communauté de Communes sur le réseau public d'électricité à moyen terme ;
  - Soutien technique et financier à 22 porteurs de projets de production d'énergie verte (collectivités, agriculteurs...) : 0,5 M€ aidé à 20 % ;
  - 1,5 M€ investi pour raccorder électriquement les antennes de télécommunication et contribuer à supprimer les zones blanches pour limiter la fracture numérique rural/urbain et favoriser le nomadisme des usagers ;
  - Financement partiel par le syndicat de l'ordre de 160 k€ d'un projet d'extension du réseau GAZ afin de raccorder des installations d'injection Méthane.

B. Être au plus près des communes et des EPCI pour les accompagner dans leur transition énergétique,

- *Poursuivre l'accompagnement des collectivités en matière de planification énergétique*
  - 6 PCAET accompagnés dans leur phase de création et financement de l'outil Prosper pour aider tous les EPCI à définir leur stratégie de transition énergétique
  - Expérimentation de l'accompagnement « PACTE » (programme d'accompagnement des collectivités pour la mise en œuvre des PCAET) ;
  - Mise en œuvre de la feuille de route de la commission consultative pour la transition énergétique (soleil 14, trame noire, ...) : 8 actions concrètes engagées.

- *Impulser la rénovation énergétique des bâtiments publics et massifier son déploiement*
  - Mise en place des 3 niveaux de CEP (96 collectivités adhérentes au CEP1 ; 52 en CEP 2 et expérimentation du CEP 3 (sur 3 collectivités) ;
  - Financement des travaux de rénovation sur les écoles (appel à projet PROGRES / 12 collectivités aidées en 2022 pour plus de 650 000 €) ;
  - Mise en place d'un programme de renouvellement de l'éclairage intérieur des bâtiments publics (5 réalisations entre 2020 et 2022).

- *Développer avec les collectivités des projets de production d'énergies renouvelables (électricité, biogaz, chaleur et froid...)*
  - 19 installations de production photovoltaïque en exploitation ;
  - 7 installations de production de chaleur bois en exploitation technique + 1 contrat patrimonial avec l'ADEME ;
  - Expérimentation du développement d'ombrières photovoltaïques avec tiers investisseurs (8 projets identifiés : 2 MWc de puissance / 12 700 m² de panneaux / 3 M€ d'investissement) ;
  - Lancement d'une mission d'AMO (assistance à maîtrise d'ouvrage) pour la création d'une structure porteuse pour le développement de projets de production EnR de grande puissance (partenariat avec la CU) ;
  - Contribution à l'élaboration des 8 plans de zonages pour le raccordement des projets d'injection Biométhane et aide financière au raccordement des projets (160 000 € pour la réalisation de canalisation) ;
  - Participation au plan méthanisation Normandie.

- *Favoriser les nouveaux modes de gestion de l'énergie, l'évolution des usages et la complémentarité des réseaux énergétiques*
  - Candidature au programme Eff'ACTE de la FNCCR (réalisation d'étude d'effacement sur le bâtiment du syndicat, de collectivités et test du système de vehicle-to-grid avec une borne de recharge).

C. Accompagner le développement de la mobilité bas carbone et de ses usages,

- *Se coordonner avec les politiques locales de mobilité en matière d'usages et de services apportés par les infrastructures de recharge*
  - 3 conventions d'autopartage signées avec Caen la mer, la Communauté de Communes du Pays de Falaise et la commune de Trévières ;

- Mise en place d'un service d'auto partage coordonné par le SDEC ENERGIE non concluant, car cette action ne cadre pas avec les statuts actuels du SDEC ENERGIE (compétence des Autorités Organisatrices de la Mobilité). Limiter la mise à disposition des IRVE pour l'auto partage aux conventions existantes ;
- Développement de stations VAE en cours (3 stations en service).

- *Conforter notre rôle d'aménageur du territoire en matière d'implantation et d'exploitation d'infrastructures de mobilité bas carbone*
  - Réalisation du SDIRVE pour définir la planification du déploiement des stations de recharge pour véhicules électriques sur 2023/2027 ;
  - GAZ : étude de potentiel réalisée avec GRDF + contribution à une étude d'avitaillement bio GNV initiée sur Vire Normandie ;
  - H2 : 2 stations en service (absence d'utilisateurs, coûts d'exploitation exorbitants, pas de modèle économique viable).

- *Favoriser le développement de nouveaux services de mobilité bas carbone*
  - Candidature au programme EFF_ACTEE pour tester le modèle de l'effacement en cas de forte contrainte sur le réseau électrique avec le bâtiment du syndicat, ceux de quelques collectivités et sur une borne de recharge et mettre en place un système de vehicle-to-grid.

D. Renforcer les relations avec les usagers,

- *Contribuer au développement de la citoyenneté écologique*
  - Tenir compte, dans nos projets, des attentes environnementales des usagers :
    - Mise en œuvre d'une trame noire départementale ;
  - Dynamique d'échanges et de concertation entre les acteurs territoriaux ;
  - Formation des élus aux enjeux de la transition énergétique et à sa mise en œuvre :
    - 6 sessions de formation pour les PCAET et 27 ateliers de la fabrique énergétique (près de 600 participants).

- *Être un acteur engagé pour réduire la précarité énergétique des usagers de l'électricité et du gaz*
  - Poursuite du partenariat avec le Fonds de Solidarité Energies (FSE) ;
  - Élargissement des critères du FSE (dès 2023 ouverture du dispositif à tous les fournisseurs et toutes les énergies) ;
  - Renouvellement des conventions avec le CDHAT et SOLIHA en février 2023 :
    - 62 dossiers aidés depuis 2020, soit près de 110 000 € d'aide octroyée ;
  - Redynamisation des partenariats : octroie de 20 000 € de subventions à 3 associations caritatives.

- *Développer les relations avec les usagers des services publics de l'énergie*
  - Accompagnement renforcé du syndicat dans le cadre d'une réclamation collective des usagers de la concession 2008 gaz naturel Antargaz Energies relative à l'augmentation des tarifs usagers.

E. Valoriser les données patrimoniales et énergétiques

- *Se positionner comme un agrégateur des données énergétiques locales*
  - Mise à disposition des collectivités de la plateforme « Kabanda » pour analyser toutes leurs consommations et dépenses énergétiques : à fin 2022, plus de 400 collectivités disposent de ce logiciel.
- *Consolider nos services en matière d'information géographique*
  - Mise à disposition gratuite pour l'ensemble des collectivités du Calvados de l'outil SIG MAPEO enrichi régulièrement (données réseaux, documents d'urbanisme, cartes communales, données énergétiques, cadastre, SDIS, données du CD14...) ;
  - Membre de la Coordination Régionale de l'Information Géographique en Normandie - CRIGE en particulier sur les thématiques DT/DICT et PCRS.

❖ *Une seconde partie de mandat orientée sur l'essentiel*

Fort de tous les efforts engagés depuis 3 ans, il importe de concentrer nos priorités au travers de 10 actions structurantes pour l'avenir :

1. Continuer à réduire progressivement les écarts de **qualité d'énergie électrique** distribuée en zones rurales par rapport à celle des zones urbaines, en particulier en renégociant certains objectifs du contrat de concession, en résorbant totalement le réseau BT fils nus en secteur rural et en soutenant l'effort de résorption en secteur urbain ;
2. Engager le processus de renégociation du **contrat-cadre de concession GRDF** en recherchant à favoriser le développement du biogaz, en structurant une politique d'investissements adaptée au contexte et en définissant des indicateurs de qualité incitatifs les plus adéquats afin d'améliorer la qualité du service rendu aux usagers ;
3. Réduire **l'impact énergétique et environnemental des installations d'éclairage public** en accentuant leur renouvellement (foyers > 100 watts et /ou > 30 ans) et en développant de nouveaux modes de gestion et d'usages... ;
4. **Accompagner les collectivités dans la maîtrise des factures énergétiques** de leurs bâtiments en encourageant le passage à l'acte dans la réalisation des travaux de rénovation énergétique (maîtrise d'œuvre ; financement lancement d'appels à projets spécifiques) ; en incitant l'adhésion du plus grand nombre de communes au CEP niveau 1 et en ayant un groupement d'achat d'énergies efficace.
5. Devenir un acteur public majeur dans la production d'énergie renouvelable locale par la création d'une structure porteuse pour le **développement de projets EnR** de grande puissance, dans une logique de favoriser la consommation locale d'énergies, par la montée au capital de sociétés de projets spécifiques, notamment dans le cadre de déploiement d'ombrières ;
6. Relancer le développement des projets de production de chaleur (en cohérence avec le réseau Gaz) ;
7. Engager une réflexion sur la compétence « **contribution à la transition énergétique** » (socle pour l'accompagnement des EPCI) ;
8. Conforter notre rôle d'aménageur du territoire en matière d'implantation et d'exploitation d'**infrastructures de mobilité bas carbone ;**
9. Être un acteur engagé pour réduire **la précarité énergétique** des usagers de l'électricité et du gaz ;
10. Consolider nos services en matière d'information géographique en se positionnant sur notre rôle pour la mise en œuvre d'un **Plan de Corps de Rue Simplifiée - PCRS** à échéance 2026.

Les conditions de réussite de ce plan d'action reposent sur des moyens financiers à mobiliser tout en veillant à la maîtrise budgétaire du syndicat et sur des ressources humaines en nombre et compétences adaptées à la réalisation de ces actions.

OBJECTIFS POUR L'ANNEE 2024

AGENT

Direction : Transition Energétique
Intitulé du poste : Directrice Transition Energétique

OBJECTIFS PROFESSIONNELS ATTENDUS POUR L'ANNEE 2024

Objectif 1 : Elaborer une stratégie qui permettre de réduire les prix d'achat de l'électricité et du gaz pour les années 2025 et suivantes. (Lien avec orientation n°4 du plan stratégique)	2

Justification	Critères chiffrés	Conditions
La flambée des prix de l'énergie pèse sur les budgets des collectivités – le groupement doit permettre de limiter voire d'atténuer la hausse des prix	- Lancement du marché subséquent pour les années 2026 et 2027 avant la fin de l'été 2024 - Prix de l'électricité et du gaz pour 2025 au moins inférieur de 10% au prix 2024	Non emballement des marchés de l'énergie, stabilité politique, décisions des élus de la CAO de nature à permettre des achats aux meilleurs prix

Objectif 2 : Evaluer l'efficacité de notre accompagnement pour la rénovation énergétique des bâtiments publics et proposer un plan d'actions pour en améliorer les effets (Lien avec orientation n°4 du plan stratégique)	2

Justification	Critères	Conditions
Evaluer la pertinence de notre accompagnement	- Initier la mise en place d'une enquête pour évaluer le taux de passage à l'acte des CEP de niveaux 2 accompagnés par le SDEC ENERGIE, en commençant par les CEP de niveaux 2 finalisés en 2024. - Evaluer et suivre les 6 CEP de niveaux 3 (expérimentaux). L'objectif est qu'au moins 3 dossiers de consultation des entreprises (DCE) puissent être lancés permettant un engagement de travaux en 2024 pour Vimont et Crocy. - Pour les 2 autres (Evrecy, St Pierre Canivet), l'objectif serait de lancer les marchés de maîtrise d'œuvre en 2024. - Réfléchir à la mise en place d'une méthode d'évaluation de l'efficacité des travaux réalisés suite à des CEP de niveaux 2 et 3 (mesure, ou suivi sur factures, de la réduction des consommations) - Réaliser des enquêtes de satisfaction des adhérents aux CEP de niveaux 1, 2 et 3, en commençant par les niveaux 2 - Faire réaliser un audit interne de l'activité CEP et, en interne également, consulter durant l'été 2024 l'équipe chargée des CEP pour connaître leur avis sur les 3 niveaux d'accompagnement - Suivi de la réalisation des travaux dans les écoles des 23 collectivités lauréates des éditions 2022 et 2023 de l'appel à projets PROGRES.	

Objectif 3 : Développer notre contribution à la production locale d'énergie renouvelables (Lien avec orientations n°5 et n°6 du plan stratégique)		2
Justification	**Critères**	**Conditions**
Nécessité de s'organiser pour impulser les initiatives locales pour produire des énergies renouvelables sur notre territoire (dans un objectif de massification)	- Suivi de l'avancement des projets ombrières dans le cadre de la société de projets SoliSDEC avec pour objectif de signer les statuts et le pacte d'associés avant la fin du 3ème trimestre 2024 et avec un début de travaux pour la 1ère ombrière en janvier 2025 - En 2024, engager la démarche permettant la création d'une Personne Morale Organisatrice (PMO) pour les 'opérations d'autoconsommation collective des projets SoliSDEC et Nacre Energie - Mettre en place le nouveau contrat patrimonial avec l'ADEME pour relancer les projets de production de chaleur afin d'avoir au minimum une réalisation en 2025 - Avancement de l'étude de structuration avec la CU Caen la mer, avec pour objectif une finalisation de cette première étude en 2024	

Objectif 4 : Consolider notre collaboration avec les EPCI (Lien avec orientation n°7 du plan stratégique)		2
Justification	**Critères**	**Conditions**
Echelon essentielle de la transition énergétique sur les territoires – les EPCI doivent identifier le syndicat comme un partenaire pour les accompagner dans leur démarche	- Poursuivre le travail collaboratif dans le cadre de la CCTE (réalisation de 2 plénières et d'un atelier, en 2024, pour chaque groupe de travail) - Accompagnement ZA ENR (organisation d'un webinaire et d'au moins 4 sessions de formation) - Programme PACTE : faire adhérer 2 EPCI d'ici la fin de l'année 2024	Accord des élus pour développer cet outil, qui était jusqu'à là uniquement expérimental

Objectif 5 : Développer des actions « de solidarité » pour participer à la réduction de la précarité énergétique sur notre territoire (Lien avec orientation n°9 du plan stratégique)		2
Justification	**Critères**	**Conditions**
Répondre à la volonté des élus qui souhaite, dans un esprit de « solidarité », apporter leur contribution à la réduction de la précarité énergétique	- Créer un appels projets pour la rénovation des logements communaux à caractère social, afin d'obtenir la rénovation d'au minimum 8 logements - Suivre le FSE - Suivre le Subventions aux associations - Suite aux nombreuses évolutions au niveau national et au niveau local, mettre en place un nouveau système de financement des travaux d'économies d'énergie réalisés chez les familles les plus précaires	Décisions favorables des élus de la commission précarité énergétique et du BS

SDEC ÉNERGIE

OBJECTIFS PROFESSIONNELS ATTENDUS POUR L'ANNEE 2024

AGENT

Service : Réseaux mobilité durable
Intitulé du poste : Responsable Réseaux Mobilités Durables

OBJECTIFS PROFESSIONNELS ATTENDUS POUR L'ANNEE 2024

Objectif 1 : Mise en service des IRVE du programme 2023 et 2024 du SDIRVE — 3

Justification	Critères	Conditions
Assurer le déploiement des IRVE conformément aux engagements du SDIRVE	Programme 2023 (100 Bornes) : 80% mis en service fin avril 2024 100% mis en service fin juillet 2024 Programme 2024(108 bornes) : 80% mis en service fin décembre 2024 100% mis en service fin avril 2025	

Objectif 2 : Réduire le déficit de la régie Mobisdec — 2

Justification	Critères chiffrés	Conditions
Besoin de rentabiliser le service (réduire la subvention d'équilibre du syndicat)	Subvention d'équilibre 2024 limitée à 150 000 €	Indicateurs et synthèse à présenter mensuellement au directeur du département

Objectif 3 : Répondre à toutes les sollicitations des élus dans le cadre du conseil en mobilité dans les 48h — 2

Justification	Critères	Conditions
Les collectivités doivent avoir des réponses de qualité et rapides	Délai de réponse < 48 heures	

Objectif 4 : Disposer d'indicateurs réguliers pour apprécier le niveau de performance du réseau Mobisdec — 2

Justification	Critères	Conditions
L'accès au IRVE par les usagers doit être optimisé	Taux de disponibilité journalier ou hebdomadaire des IRVE. Suivi des délais de dépannage ; nombre de pannes par borne, ...	

Objectif 5 : Rédiger un mode opératoire sur le développement d'un projet d'IRVE (de l'APS à la mise en service) pour juin 2024 — 1

Justification	Critères	Conditions
Assurer une continuité de service ; la maîtrise de l'activité	Rédaction et diffusion du mode opératoire	

Note de présentation synthétique
Préparation budgétaire 2024

Date : 12 février 2024
Objet : Préparation budgétaire 2024

BUDGET ANNEXE « MOBILITE DURABLE »

1) Contexte

Le SDEC ENERGIE a créé, en 2018, un SPIC pour exercer la compétence Mobilité durable qui est doté d'une régie à autonomie financière sans personnalité morale et d'un budget annexe M4.

Le syndicat a procédé au versement d'une dotation initiale de 1 500 K€ répartie comme suit :
- 360 K€ pour le fonctionnement,
- 2 140 K€ pour l'investissement.

Le syndicat est fortement sollicité par les collectivités adhérentes pour être accompagnée dans la mise en œuvre d'IRVE.
Cet accompagnement comprend :
- La réalisation de conseil d'ingénierie,
- La prise en charge des missions de MOA/MOE,
- Le financement des acquisitions d'infrastructures.

Ces nombreuses demandes s'inscrivent dans une démarche très offensive de l'Etat en faveur de la Transition énergétique :
- Les politiques publiques,
- Les dispositifs législatifs/réglementaires,
- Les moyens financiers

2) Situation de la régie MD

Pour la période 2018-2023, le syndicat :
- A financé les acquisitions d'IRVE pour un montant de 1 335 000€,
- A bénéficié de subvention d'investissement à hauteur de 1 236 065€.

3) Section de fonctionnement

Recettes de fonctionnement
- Augmentation du montant des prestations aux usagers liée aux tarifs et au nombre de sessions
- Perception d'une nouvelle recette de fonctionnement par la nouvelle taxe appelée TIRUERT (Taxe Incitative Relative à l'Utilisation d'Energie Renouvelable dans le Transport)
- Augmentation des opérations d'ordre proportionnelle à la perception de subvention

Dépenses de fonctionnement
- Augmentation des charges à caractère général en raison du cout de l'énergie et du cout de maintenance
- Ajustement des charges de personnel équivalent à 1.75 ETP en 2024 (1.5 ETP en 2023)
- Augmentation des opérations d'ordre proportionnelle à l'acquisition de nouvelles infrastructures

4) Section d'investissement

Dépenses d'investissement :
- Acquisition de nouvelles infrastructures de recharge

Recettes d'investissement
- Perception de recettes venant de l'Etat – FACé, ADVENIR - et des communes

5) Problématique du budget de la régie

Si la section d'investissement dégage un résultat excédentaire en raison :
- De la dotation initiale versée en 2018,
- Des restes à réaliser relatives aux infrastructures,
- Des subventions perçues.

Ce n'est pas le cas de la section de fonctionnement qui présente un résultat déficitaire en raison :
- Des opérations d'ordre notamment les amortissements des équipements et les amortissements des subventions (Plus on installe de bornes, plus on obtient des subventions, plus on amortit en grevant la section de fonctionnement) ;
- Des couts de maintenance ;
- Des couts d'achat d'énergie.

En 2023,
- Le cout moyen de fonctionnement d'une IRVE est de 3 268€,
- Le montant moyen des recettes par IRVE est de 2 355€,
- Soit un déficit de 913€ par IRVE,
- Soit un déficit de 242 858€ pour l'ensemble des IRVE.

Pour rappel, le syndicat prélève chaque année sur le budget principal une subvention d'équilibre d'environ 300 000€ pour la section de fonctionnement du budget annexe. Soit 1 854 207€ pour la période 2018-2023.

Depuis 2018, le syndicat a mobilisé 3,9 M€ de crédits :
- 2,1 M€ de dotation d'investissement
- 1,8 M€ de subvention d'équilibre

Parmi les solutions envisagées :
- Versement d'une subvention d'équilibre, dans le cadre du SPIC
- Versement d'une subvention d'équilibre dans le cadre d'un SPA
- Revalorisation des tarifs
- Allongement de la durée d'amortissement des équipements
- Redéploiement du rythme et du niveau d'investissement
- Retrait des bornes non utilisées

Solution	Avantages	Inconvénients
Versement d'une subvention équilibre dans le cadre d'un SPIC	• Ajustement du montant au plus près des besoins de financement	• Pas autorisation réglementaire des services de l'Etat • Mais tolérance des services de l'Etat (cas dérogatoire)
Versement d'une subvention d'équilibre dans le cadre d'un SPA	• Ajustement du montant au plus près des besoins de financement	
Revalorisation des tarifs	• Prise en charge réelle du cout de fonctionnement • Participation des usagers selon le cadre réglementaire comptable du SPIC	• Détournement des usagers vers d'autres solutions (recharge sur parking, recharge à domicile ...)
Allongement de la durée d'amortissement	• Augmentation plus progressive des montants des dotations aux amortissements, ce qui limite l'impact sur le résultat	• Sollicitation de la Paierie départementale pour avoir son accord • Pas d'effet rétroactif pour l'actif déjà inscrit en comptabilité
Redéploiement du rythme et du niveau d'investissement	• Allongement de la durée de mise en œuvre du SDIRVE pour réduire les effets de dotation aux amortissements	
Retrait des bornes non utilisées	• Pas de dépenses (maintenance et énergie) pour les bornes mises hors service	• Choix des bornes à mettre hors service

Pour information, après échange avec plusieurs syndicats, il existe différentes situations pour traiter l'activité MD :

- Obtenir, auprès des services de la Préfecture, la qualification de ce service en SPA rattaché au budget principal ;
- Obtenir, auprès des services de la Préfecture, la qualification de ce service en SPA avec un budget annexe dédié ;
- Verser une subvention d'équilibre chaque année, pour chaque section, avec la tolérance des services de l'Etat.

DATE DE PUBLICATION :
0 4 AVR. 2023

AR Préfectoral
le 04/04/2023

CGL – DB/2023 -

Acte Exécutoire sous référence :
014-200~~045938-20230330-23DL02CS002H1-DE~~ **2023-02-CS-DB-2**

SDEC ENERGIE

REUNION DU COMITE SYNDICAL DU 30 MARS 2023

Extrait du registre des délibérations

Objet : VALIDATION DU SCHEMA DIRECTEUR DES INFRASTRUCTURES DE RECHARGE POUR VEHICULES ELECTRIQUES

L'an deux mille vingt-trois, le 30 mars, le Comité Syndical du Syndicat Départemental d'Energies du Calvados, légalement convoqué le vendredi 24 mars 2023, s'est réuni, à 14h, en séance publique, dans la salle Normandie de la Chambre de Commerce et d'Industrie Caen Normandie à Saint-Contest, sous la présidence de Madame Catherine GOURNEY-LECONTE, Présidente.

Décision d'intérêt commun :

Etaient présents :

	COLLEGE	REPRESENTANTS	
		NOM	PRENOM
1.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	ASMANT	Alain
2.	CU CAEN LA MER	BAIL	Romain
3.	LISIEUX NORMANDIE	BAREAU	Anne-Marie
4.	LISIEUX NORMANDIE	BAUCHET	Roland
5.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	BAZIN	Hervé
6.	PRE BOCAGE INTERCOM	BAZIN	Philippe
7.	PAYS DE FALAISE	BENOIT	Dominique
8.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	BÉRARD	Gilles
9.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	BERTAIL	Etienne
10.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	BERTIN	Guy
11.	VAL ES DUNES	BIZET	Michel
12.	CU CAEN LA MER	BORDAIS	Martial
13.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	BOUGAULT	Rémi
14.	CU CAEN LA MER	BOUILLON	Jean-Pierre
15.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	BOUJRAD	Abderrahman
16.	CU CAEN LA MER	BOURDON	Alain
17.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ENERGIE	CAPOËN	Philippe
18.	LISIEUX NORMANDIE	CHÉRON	Denis
19.	CU CAEN LA MER	COLLET	Céline
20.	LISIEUX NORMANDIE	COURCHAI	Pierre
21.	CU CAEN LA MER	COUTANCEAU	Bruno
22.	LISIEUX NORMANDIE	DALLOCCHIO	Jean-Pierre
23.	CU CAEN LA MER	DEROO	Fabrice
24.	CU CAEN LA MER	DESMEULLES	Alain
25.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	FARIDE	François
26.	PAYS DE FALAISE	FOUCAULT	Patrick
27.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	FURDYNA	Hubert
28.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	GERMAIN	Patrice
29.	EPCI	GOBE	Alain
30.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	GODIER	Edith
31.	TERRE D'AUGE	GOHIER	Armand
32.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	GOURNEY-LECONTE	Catherine
33.	SEULLES - TERRES ET MER	GUELLE	Jean-Denis
34.	CU CAEN LA MER	GUENNOC	Jean-Yves
35.	EPCI	GUERIN	Daniel
36.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ENERGIE	GUILLEMIN	Jean-Marie
37.	COEUR DE NACRE	GUILLOUARD	Jean-Luc
38.	PAYS DE FALAISE	HEURTIN	Jean-Yves
39.	CU CAEN LA MER	JEANNENEZ	Patrick
40.	COEUR DE NACRE	JOUY	Franck
41.	CU CAEN LA MER	KANZA MIA DIYEKA	Théophile

AR Préfectoral
le 04/04/2023

Acte Exécutoire sous référence :
014-200045938-20230330-23DL02CS002H1-DE

42.	EPCI	LAGALLE	Philippe
43.	CU CAEN LA MER	LANGLOIS	Jérôme
44.	CU CAEN LA MER	LE BRUN	Jean-Yves
45.	VAL ES DUNES	LE FOLL	Alain
46.	CU CAEN LA MER	LE PIFRE	Sophie
47.	CU CAEN LA MER	LEBORGNE	Hubert
48.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	LEBOURGEOIS	Michel
49.	CU CAEN LA MER	LECAPLAIN	Patrick
50.	CU CAEN LA MER	LECERF	Marc
51.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	LECONTE	Jean-Claude
52.	LISIEUX NORMANDIE	LEGRAIN	Gilles
53.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	LEMAIRE	Jean-Paul
54.	CU CAEN LA MER	LEMARIE	Yvon
55.	BAYEUX INTERCOM	LEPAULMIER	Jean
56.	PAYS DE FALAISE	LEROY	Eric
57.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	LEVEQUE	Anthony
58.	CU CAEN LA MER	LIZORET	Didier
59.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	MALOISEL	Gilles
60.	LISIEUX NORMANDIE	MARIE	Alain
61.	CU CAEN LA MER	MARIE	Lionel
62.	CU CAEN LA MER	MARIE	Mickaël
63.	COEUR DE NACRE	MAROS	Patrick
64.	CU CAEN LA MER	MATHON	Patrice
65.	CU CAEN LA MER	MAUGER	Didier
66.	CU CAEN LA MER	MAURY	Richard
67.	CU CAEN LA MER	MONSIMIER	Philippe
68.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	MONTAIS	Jean-Pierre
69.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	MORIN	Christophe
70.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	MULLER	Jean-Michel
71.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	PARIS	Françoise
72.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ENERGIE	PATINET	Sébastien
73.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	POISSON	Cédric
74.	TERRE D'AUGE	POULAIN	Gérard
75.	CU CAEN LA MER	POULAIN	Jean-Paul
76.	CU CAEN LA MER	PRIEUX	Alain
77.	VAL ES DUNES	QUILLET	Jean-Pierre
78.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	RANSON	Anne-Marie
79.	CU CAEN LA MER	RIBALTA	Ghislaine
80.	CU CAEN LA MER	RICCI	Serge
81.	TERRE D'AUGE	RIOU	Corentin
82.	PRE BOCAGE INTERCOM	RUON	Vincent
83.	COEUR DE NACRE	SAGET	Thierry
84.	LISIEUX NORMANDIE	SAVIN	Jean-Bruno
85.	BAYEUX INTERCOM	TANQUEREL	Lucie
86.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	TOUILLON	Pascal
87.	CU CAEN LA MER	TRANCHIDO	Alain
88.	CU CAEN LA MER	VARLET	Gérard
89.	SEULLES - TERRES ET MER	VÉRET	Jean-Luc
90.	CU CAEN LA MER	ZANOVELLO	Jackie

Etaient absents ou excusés :

	COLLEGE	REPRESENTANTS	
		NOM	PRENOM
1.	CU CAEN LA MER	ALLAIRE	Stanislas
2.	COEUR COTE-FLEURIE	AMER	Nizar
3.	CU CAEN LA MER	AUDRIEU	Alain
4.	CU CAEN LA MER	BALAS	Jean-Pierre
5.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	BERGAR	Dominique
6.	CU CAEN LA MER	BERT	Jean
7.	CU CAEN LA MER	BERTHAUX	Thierry
8.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	BLANCHETIERE	Marcel
9.	LISIEUX NORMANDIE	BONHOMME	Valentin
10.	CU CAEN LA MER	BOYER	Patrick
11.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	BURNEL	Eric

12.	LISIEUX NORMANDIE	CAILLOT	Michel
13.	PAYS DE FALAISE	CHAUVET	Sébastien
14.	LISIEUX NORMANDIE	COLAS	Richard
15.	PAYS DE FALAISE	DAVID	Johannes
16.	CU CAEN LA MER	DE WINTER	Damien
17.	BAYEUX INTERCOM	DELOMEZ	Xavier
18.	CU CAEN LA MER	DELVAL	Gilles
19.	LISIEUX NORMANDIE	DUJARDIN	Fabrice
20.	CU CAEN LA MER	DURAN	Marc
21.	VAL ES DUNES	EUDE	Christophe
22.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	FLEURY	Catherine
23.	CU CAEN LA MER	GANCEL	David
24.	BAYEUX INTERCOM	GERVAISE	Gaetan
25.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	GIRARD	Henri
26.	CU CAEN LA MER	GUÉGUÉNIAT	Franck
27.	CU CAEN LA MER	GUERIN	Daniel
28.	EPCI	GUILLEMOT	Jean-François
29.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	HUE	Sonia
30.	CU CAEN LA MER	JOLY	Francis
31.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	LAFONTAINE	Frédéric
32.	COEUR DE NACRE	LARSONNEUR	Bertrand
33.	BAYEUX INTERCOM	LAUNAY-GOURVES	Olivier
34.	PRE BOCAGE INTERCOM	LE BOULANGER	Christophe
35.	PRE BOCAGE INTERCOM	LE MAZIER	Michel
36.	PRE BOCAGE INTERCOM	LECHAT	Anthony
37.	LISIEUX NORMANDIE	LECLERC	Sébastien
38.	LISIEUX NORMANDIE	LEPLONGEON	Patrick
39.	CU CAEN LA MER	LOUVET	Vincent
40.	CU CAEN LA MER	MARIE	Philippe
41.	CU CAEN LA MER	MILLET	Marc
42.	B3115:A1013	MOREL	Jean-François
43.	CU CAEN LA MER	MULLER DE SCHONGOR	Isabelle
44.	CU CAEN LA MER	PAGNY	Yann
45.	CU CAEN LA MER	PHILIPPE	Jean-Marc
46.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	PITRAYES	Nicolas
47.	BAYEUX INTERCOM	RAFFRAY	Gilbert
48.	CU CAEN LA MER	RENARD	Nicolas
49.	COEUR COTE-FLEURIE	REVERT	David
50.	EPCI	SAINT LO	Patrick
51.	CU CAEN LA MER	SAINT	Thierry
52.	LISIEUX NORMANDIE	TARGAT	Dany
53.	TERRE D'AUGE	THIERRY	Linda
54.	CU CAEN LA MER	THOMAS	Angèle
55.	CU CAEN LA MER	WILLAUME	Ludwig

Autres excusés ayant donné pouvoirs :

	Représentant donnant pouvoir	COLLEGE	Représentant recevant pouvoir	COLLEGE
1.	Emmanuel BELLÉE	CU CAEN LA MER	GUILLEMIN Jean-Marie	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ENERGIE
2.	Hervé GUIMBRETIÈRE	SEULLES - TERRES ET MER	LEPAULMIER Jean	BAYEUX INTERCOM
3.	Nadine LEFEVRE-PROKOP	CU CAEN LA MER	ZANOVELLO Jackie	CU CAEN LA MER

Secrétaire de séance : Monsieur Cédric POISSON représentant la Commission Locale d'Energie de ISIGNY-OMAHA INTERCOM, a été nommé secrétaire de séance.

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE*	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	148	90	3	93

** Démission de Jean-Claude GAUDE de Touques (CLE de CŒUR COTE FLEURIE), de Nadine LAMBINET-PELLE de Saint-Gatien-des-Bois (CLE de CŒUR COTE FLEURIE), de Jean-Pierre DUBAS de Cambes-en-Plaine (Caen la mer) et de Cédric CASSIGNEUL de Démouville (Caen la mer).*

VU, les dispositions du Code général des collectivités territoriales et notamment de l'article L.5211-10,

VU, l'avis favorable de la Commission « Mobilités Bas Carbone », réunie le 1er mars 2023,

VU, l'avis favorable du Bureau syndical en date du 17 mars 2023.

VU, les dispositions de la délibération du Comité syndical du SDEC ÉNERGIE en date du 30 mars 2023 relative aux délégations de compétences du Comité Syndical au Bureau Syndical et à la Présidente,

CONSIDERANT que la réalisation d'un schéma directeur de développement des infrastructures de recharges ouvertes au public pour les véhicules électriques et les véhicules hybrides rechargeables est encadrée par le décret n° 2021-565 du 10 mai 2021.

CONSIDERANT que ce décret précise les éléments suivants :

Le schéma directeur doit inclure un diagnostic comprenant notamment :

- ✓ Un état des lieux sur la mobilité électrique et l'utilisation des infrastructures de recharge ouvertes au public existantes,
- ✓ Une évaluation de l'évolution des besoins en infrastructures de recharge ouvertes au public à moyen et à long terme ainsi que des indicateurs quantitatifs permettant d'évaluer ces besoins,
- ✓ Une évaluation du développement de l'offre de recharge induit par la mise en œuvre de dispositions législatives et réglementaires,
- ✓ Une évaluation, fournie par les gestionnaires du réseau public de distribution d'électricité, des capacités d'accueil d'infrastructures de recharge ouvertes au public par le réseau.
- ✓ Les priorités et les objectifs en matière d'infrastructures de recharge ouvertes au public avec leur localisation et leurs caractéristiques selon les besoins et les types d'usage identifiés lors du diagnostic (art. R. 353-5-4).
- ✓ Le calendrier d'actions selon l'usage, les types d'aménageurs envisagés et les partenariats prévus ainsi que les moyens chiffrés, notamment financiers, à mettre en œuvre ou à mobiliser (art. R. 353-5-5).

La réalisation du schéma directeur doit également inclure une phase de concertation avec les acteurs impliqués dans la mobilité électrique (Région, gestionnaires de voirie, gestionnaire des réseaux de distribution publique d'électricité, les autorités organisatrices de la mobilité (Art. R. 353-5-2.)).

Le SDEC ENERGIE a mis en place cette concertation au cours de l'année 2022 pendant plus de 8 mois, par la réalisation de 20 entretiens avec les acteurs de la mobilité, 15 ateliers avec les communes de chaque territoire (EPCI) et enfin par la mise à disposition de moyens d'expression (site internet, cartographie interactive, ...).

Le schéma directeur finalisé prévoit la mise en place de 1 000 points de charge supplémentaires sur le domaine public par le SDEC Energie au cours des 5 prochaines années (2023 à 2027), qui se répartissent de la manière suivante :

AR Préfectoral
le 04/04/2023

Acte Exécutoire sous référence :
014-200045938-20230330-23DL02CS002H1-DE

CGL – DB/2023 -

2023-02-CS-DB-2

Puissance	2023	2024	2025	2026	2027	Total général
100 - 150 kVA	26	48	30	32	42	178
22 - 24 kVA	123	128	142	106	129	628
3 - 7 kVA	39	44	50	24	37	194
Total général	**188**	**220**	**222**	**162**	**208**	**1 000**

L'investissement total sur la période 2023/2027 est évalué entre 7,5M€ et 8M€.

Près de 20 % de ces points de charge seront installés dès 2023. Pour les communes ayant transféré la compétence « IRVE » au syndicat, l'installation des bornes est entièrement prise en charge par le SDEC ÉNERGIE pour 2023 et représente un montant total d'investissement d'environ 1 million d'euros.

45 % des bornes seront installées entre 2024-2025 et les 35 % restants sur la période 2026-2027.

Le document définitif qui constitue le schéma directeur de développement des infrastructures de recharges ouvertes au public pour les véhicules électriques et les véhicules hybrides rechargeables est joint à la présente délibération (annexe B de la note de synthèse jointe à la convocation des élus).

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

- ***VALIDE** le schéma directeur des IRVE tel que présenté ce jour ;*
- ***AUTORISE** Madame la Présidente à transmettre à Monsieur le préfet le schéma directeur de développement des infrastructures de recharges ouvertes au public pour les véhicules électriques et les véhicules hybrides rechargeables afin d'obtenir sa validation définitive avant sa mise en application ;*
- ***DIT** que ce schéma pourra être actualisé si besoin ;*
- ***CHARGE** Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette délibération et l'autorise à signer tous les actes et documents s'y rapportant.*

Délibéré et adopté en séance les jour, mois et an susdits.

AR Préfectoral
le 04/04/2023

Acte Exécutoire sous référence :
014-200045938-20230330-23DL02CS002H1-DE

Le secrétaire de Séance,

Cédric POISSON

La Présidente du SDEC ÉNERGIE

Catherine GOURNEY-LECONTE

Délibération certifiée exécutoire :
- pour avoir été publiée ou notifiée le : 04 AVR. 2023
- et transmise en Préfecture de Caen le : 04 AVR. 2023

Conformément aux dispositions du code de justice administrative, le tribunal administratif de Caen peut être saisi par voie de recours formé contre une délibération pendant un délai de deux mois à compter de la plus tardive des dates suivantes : date de sa réception en Préfecture, date de sa publication. Dans ce même délai, un recours gracieux peut être formé à l'encontre de cette délibération, cette démarche suspend le délai de recours contentieux qui recommencera à courir soit à compter de la notification de la décision du SDEC ÉNERGIE, soit deux mois après l'introduction du recours gracieux en l'absence de réponse du SDEC ÉNERGIE pendant ce délai.

Note de présentation synthétique
Préparation budgétaire 2024

Date : 12 février 2024
Objet : Préparation budgétaire 2024

BUDGET ANNEXE « ENERGIES RENOUVELABLES »

1) Contexte

Le SDEC ENERGIE a créé, en 2018, un SPIC pour exercer la compétence ENR qui est doté d'une régie à autonomie financière sans personnalité morale et d'un budget annexe M4.

Le syndicat a procédé au versement d'une dotation initiale de 1 500 K€ répartie comme suit :
- 32 K€ pour le fonctionnement,
- 1 468 K€ pour l'investissement.

Le syndicat est fortement sollicité par les collectivités adhérentes pour être accompagnée dans la mise en œuvre de leurs projets ENR.
Cet accompagnement peut prendre différentes formes :
- La réalisation de conseil d'ingénierie
- La prise en charge des missions de MOA/MOE
- Le financement des investissements

Ces nombreuses demandes s'inscrivent dans une démarche très offensive de l'Etat en faveur de la Transition énergétique :
- Les politiques publiques,
- Les dispositifs législatifs/réglementaires,
- Les moyens financiers

2) Situation de la régie ENR

Depuis la création de cette régie, le syndicat :
- A financé 19 projets pour un montant de 1 527 445€,
- A bénéficié de subvention d'investissement à hauteur de 463 238 €.

Soit un cout moyen d'investissement de 80 300 € par projet.
Soit un montant moyen de subvention de 24 380 € par projet.

Depuis 2022, la section de fonctionnement présente un résultat excédentaire sans versement d'une subvention d'équilibre.

3) Section de fonctionnement

Recettes de fonctionnement
- Maintien du montant des ventes d'électricité
- Maintien du montant des forfaits appelés aux collectivités

Dépenses de fonctionnement
- Augmentation des charges à caractère général en raison de la hausse des ETP et du TURPE
- Génération de la CAF depuis 2022

4) Section d'investissement

Dépenses d'investissement :
- Recensement de besoin de financement de 6 projets

Recettes d'investissement
- Pas de subventions d'investissement identifiées depuis le retrait de la Région, seul financeur
- Consommation totale de la dotation initiale

5) Problématique de la section

Pour la première fois en 2024, la section d'investissement présente un résultat en déséquilibre. La totalité de la dotation initiale versée en 2018 sera consommée au 31 décembre 2024.

Parmi les solutions envisagées :
- Réduction du volume d'investissement demandé,
- Versement d'une subvention d'équilibre
- Participation automatique des communes à hauteur de 10% du montant des investissements via les fonds de concours
- Versement d'une avance remboursable

Solution	Avantages	Inconvénients
Réduction du volume d'investissement	• Ajustement du montant des dépenses au niveau des recettes d'investissement pour présenter un budget à l'équilibre	• Risque d'insatisfaction des collectivités dont le projet est reporté • Gestion de restes à réaliser en nette progression
Versement d'une subvention équilibre	• Ajustement du montant au plus près des besoins de financement • Délibération dument justifiée expliquant la nécessité du versement de cette recette	• Pas autorisation réglementaire des services de l'Etat • Mais tolérance des services de l'Etat sur la base d'une délibération dîment motivée
Participation des communes via le fonds de concours	• Imputation de la dépense pour la commune en section d'investissement donc pas d'impact sur la CAF • Imputation en recette d'investissement permettant de réduire le déficit de la section d'investissement	• Montant insuffisant des participations pour atteindre l'équilibre de la section d'investissement • Obligation de complément de recettes (subvention ?)
Versement d'avance remboursable	• Possibilité de couverture des besoins de financement sur plusieurs exercices afin d'obtenir un résultat excédentaire de la section d'investissement sur plusieurs années	• Remboursement de l'avance constitue une dépense d'investissement qui pénalise l'atteinte de l'équilibre financier de la section d'investissement • En cas de non-remboursement, obligation d'une délibération

Pour information, après échange avec plusieurs syndicats, il existe trois situations pour traiter l'activité ENR :
- Prise en charge par le budget principal, avec validation des services de la Préfecture,
- Prise en charge par la SEM,
- Prise en charge par le budget annexe avec versement d'une subvention d'équilibre validée par les services de l'Etat.

SEMAPHORES
GROUPE ALPHA

SDEC ÉNERGIE

Modélisation du plan d'affaires de la SAS SoliSDEC

Etude financière du projet

Mars 2024

VOTRE CONTACT
Pélagie TERRÉ
Directrice de missions
Tél. : 06 44 11 54 48
pelagie.terre@semaphores.fr

Sémaphores Expertise SA
SA au capital de 1 784 415€
Société d'expertise comptable inscrite au tableau de l'Ordre de la région Pays de la Loire

Bureau :
9, rue Eugène Orieux • BP 10139
44403 Rezé cedex • Tél. 02 40 35 35 17

Siège social :
20/24 rue Martin Bernard
75013 Paris • Tél. 01 53 62 70 00
388 269 045 RCS Paris
Numéro d'identification intracommunautaire
FR 10 388 269 045

Une société du Groupe Alpha

BORDEAUX • LILLE • LYON
MARSEILLE • METZ
MONTPELLIER • NANTES
NOUMÉA • ORLÉANS
PARIS • ROUEN
SAINT-DENIS DE LA RÉUNION
TOULOUSE

SOMMAIRE

Rappel du contexte et des enjeux de la mission page 3
Le plan d'affaires de la SAS SoliSDEC page 4
Regard sur les hypothèses retenues page 12
Analyses de sensibilité page 16
Annexes page 21
Approche financière des niveaux de rentabilité page 22
Glossaire page 30

Rappel du contexte et des enjeux de la mission

- Le Syndicat Départemental d'Energies du Calvados (SDEC) envisage d'investir dans **7 projets d'ombrières photovoltaïques** au-travers de la **SAS SoliSDEC**, au côté de deux autres partenaires privés : SYS Co, filiale de la société See You Sun, et Energie Partagée Investissement.

- Un premier **plan d'affaires** a été bâti par See You Sun. Pour autant, en sa qualité de syndicat mixte et eu égard aux contraintes induites de justification d'une intervention en tant qu'**investisseur avisé**, le SDEC doit disposer d'un plan d'affaires plus étoffé, mettant notamment en évidence les **flux liés à la rémunération des différents actionnaires**, la **rentabilité des fonds propres investis**, mais aussi le **tableau de financement** de la SAS et une modélisation de son **bilan comptable**.

- Dans ce cadre, les travaux conduits par Sémaphores ont porté sur :
  - Plusieurs échanges avec le SDEC
  - Un échange technique avec See You Sun
  - La modélisation du plan d'affaires complet (compte de résultat, tableau des flux de trésorerie, tableau de financement, bilan) d'abord en P50 et P90, puis en P75* suite à la décision prise collégialement par les parties prenantes
  - La rédaction puis l'actualisation du présent document destiné à mettre en exergue les principaux points du plan d'affaires en tant que futur actionnaire
  - L'annotation de la note de cadrage
  - L'annotation des différents documents constitutifs de la SAS (statuts, pacte d'associés, convention d'avance en compte courant d'associé) en lien avec le cabinet d'avocats SEBAN

**Rendement P75 : niveau de production qui devrait être dépassé avec une probabilité de 75%.*

Le plan d'affaires de la SAS SoliSDEC

Scénario P75

Le plan d'affaires de la SAS SoliSDEC

Rappel de la structure de financement

- Le financement de l'investissement (2 924 k€ HT) repose essentiellement sur :
  - L'apport de quasi fonds propres (avances en compte courant d'associés, à hauteur des prises de participation) pour 511 k€
  - Le recours à l'emprunt pour 2 408 k€

  Le capital social de la SAS est quant à lui anecdotique (5 k€).

- Il a été acté entre les actionnaires :
  - Pour les avances en compte courant : un taux de **rémunération** de **7%** ; le souhait de bénéficier d'un **remboursement rapide**, sous réserve de la trésorerie disponible. A l'inverse de SYS Co et de Energie Partagée Investissement, la durée de l'avance du SDEC est limitée à **7 ans** renouvelables une fois, soit 14 ans (article L. 2253-1 du CGCT).
  - Pour les dividendes : une fois la réserve légale constituée, et sous réserve que la situation financière et la trésorerie de la SAS le permettent, la distribution de l'intégralité des bénéfices distribuables

- Le **plan d'affaires** bâti par See You Sun n'intégrait pas les flux avec les différents actionnaires (rémunération et remboursement des avances, dividendes). Alors que l'échange avec See You Sun et l'analyse des données d'exploitation n'a pas mis en évidence de questionnements sur les hypothèses d'exploitation retenues, le plan d'affaires a été complété pour :
  - Intégrer au compte de résultat la rémunération des avances en compte courant, qui constitue des frais financiers, au même titre que les intérêts générés par l'emprunt bancaire
  - faire apparaître le tableau des flux de trésorerie (intégrant les différents flux entre la SAS et ses actionnaires), le tableau de financement, le bilan

- Sur les trois scénarios de rendement initialement envisageables (P50, P75 et P90), les futurs associés ont convenu de retenir le scénario **P75**.

Le plan d'affaires de la SAS SoliSDEC

Le compte de résultat

- Le scénario P75 fait apparaître un **chiffre d'affaires** annuel moyen de 290 k€ les vingt premières années, puis de 235 k€ entre la 21ème et la 30ème année, en raison de la diminution du tarif de rachat de l'électricité hors autoconsommation.

  Les **dépenses d'exploitation** (OPEX) s'établissent quant à elles à 60 k€ en moyenne annuelle, de sorte que l'**excédent brut d'exploitation** (EBITDA) est continuellement positif.

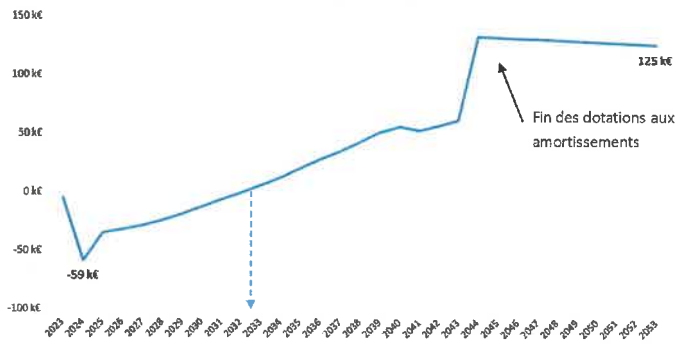
- Les dotations aux amortissements (amortissement sur 20 ans) et les frais financiers générés par l'emprunt bancaire (souscrit sur 20 ans) et les avances en compte courant d'autre part viennent en revanche alourdir les charges, particulièrement en début de période.

- **Le résultat net annuel de la SAS est donc déficitaire jusqu'en 2032, et le résultat net cumulé jusqu'en 2041**. Cette situation n'appelle toutefois pas de remarque particulière : les sociétés qui se créent sont souvent déficitaires au démarrage, et le scénario P75 est raisonnablement prudent.

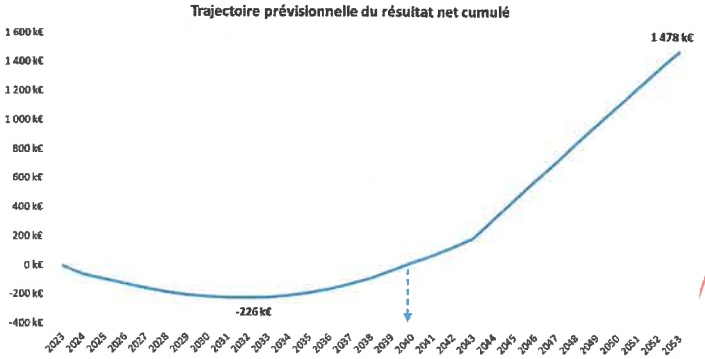
POINT PÉDAGOGIQUE

L'intégration de la rémunération des avances en compte courant d'associés vient logiquement **grever** le résultat net : rémunérer au taux de 7% un volume d'avances de 511 k€ induit une charge annuelle supplémentaire de **36 k€** jusqu'aux premiers remboursements.

Evolution prévisionnelle du résultat net



Trajectoire prévisionnelle du résultat net cumulé



Le plan d'affaires de la SAS SoliSDEC

Le tableau des flux de trésorerie

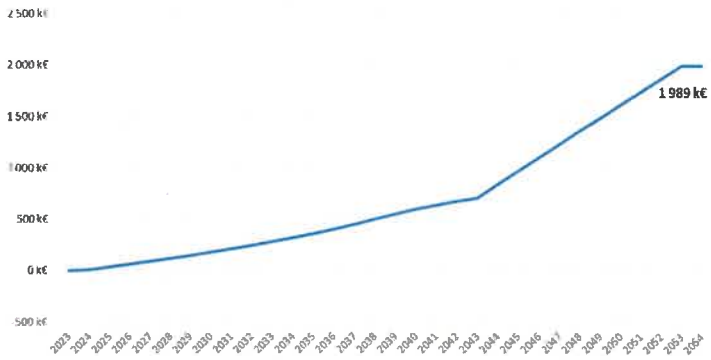
- Le tableau des flux de trésorerie, construit dans le cadre de la présente mission, intègre au-delà des flux d'exploitation et d'investissement les **flux de financement** et leur **rémunération** :
  - **Avances en compte courant d'associés** -> rémunération et remboursement
  - **Capital social** -> **dividendes** et récupération lors de la dissolution (hypothétique) de la société à 30 ans

- Des **dividendes** ne sont versés aux actionnaires que lorsque :
  - Le résultat de l'année est positif
  - Le report à nouveau (cumul des résultats antérieurs non affectés) est positif
  - La réserve légale (10% du capital social) est constituée

  Il est par ailleurs tenu compte du fait que les actionnaires souhaitent maximiser les dividendes, en ne laissant dans la SAS qu'un niveau de trésorerie minimal.

- Le remboursement des avances en compte courant et le versement de dividendes tiennent compte d'un **niveau de trésorerie minimal** correspondant à **3 mois de décaissements** (dépenses d'exploitation + remboursement du capital de l'emprunt bancaire).

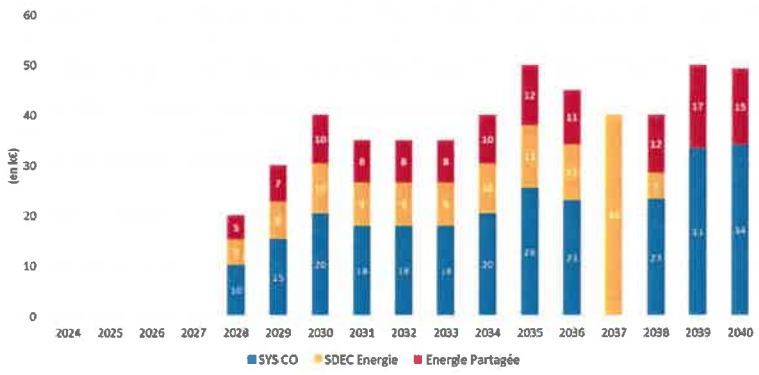
Trajectoire de la trésorerie cumulée avant remboursement des avances et distribution de dividendes



Le plan d'affaires de la SAS SoliSDEC

Le tableau des flux de trésorerie – Le remboursement des avances

Remboursement des avances en compte courant - P75

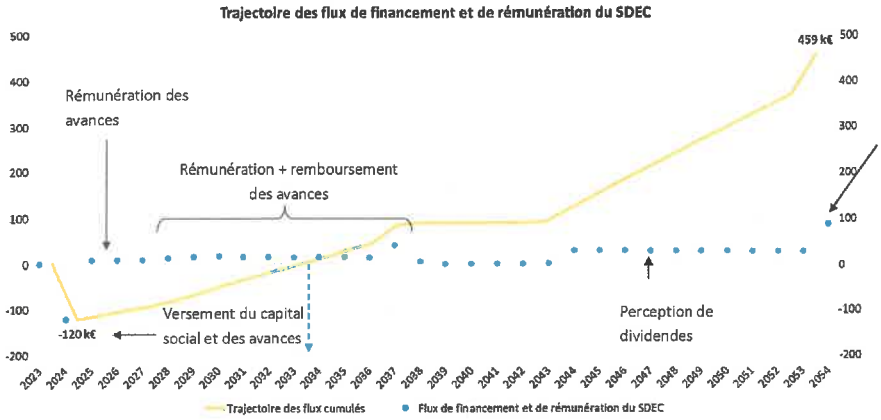


POINT DE VIGILANCE

- L'échéancier des remboursements des avances est établi de manière **équilibrée** entre les trois actionnaires et proportionnellement à leur participation respective au sein de la SAS (SYS CO : 51% ; SDEC : 25% ; Energie partagée : 24%) jusqu'en 2036.
- L'obligation légale de rembourser intégralement les avances du SDEC dans un délai maximal de 14 années justifie le remboursement prévu en 2037, entièrement destiné au Syndicat.
- L'ensemble des avances sont remboursées en **2040**.

Le plan d'affaires de la SAS SoliSDEC

Le tableau des flux de trésorerie – La rentabilité des fonds investis



- Pour mémoire, les remboursements des avances en compte courant du SDEC Energie par la SAS sont échelonnés de **2028** à **2038** dans le scénario P75.
- **A partir de 2034, les recettes provenant de la SAS SoliSDEC couvrent l'intégralité des dépenses engagées par le SDEC.**

LA RENTABILITE DES FONDS INVESTIS

- Le flux représenté graphiquement ci-dessus permet de calculer la rentabilité des fonds investis, soit le TRI Fonds Propres.
- **Pour le SDEC, il en résulte un TRI sur 30 ans de 11,2% en P75, soit un niveau de rendement conformes avec l'exigence d'investisseur avisé.**

TRI Fonds propres sur 30 ans	Scénario P75
SYS CO	11,1%
SDEC	11,2%
Energie Partagée	11,1%

Le plan d'affaires de la SAS SoliSDEC

Le plan de financement sur 20 ans

en k€	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
PLAN DE FINANCEMENT	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CAF	-5	87	111	114	117	121	127	133	139	145	151	158	165	173	180	188	196	202	198	202	207	132
Augmentation des capitaux propres	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Apport en capital	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Subventions d'investissement																						
Cessions d'éléments de l'actif immobilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Augmentation des dettes financières	0	2 919	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Apports en comptes courants	0	511	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nouveaux emprunts	0	2 408	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL DES RESSOURCES DURABLES (A)	-5	3 011	111	114	117	121	127	133	139	145	151	158	165	173	180	188	196	202	198	202	207	132
Dividendes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	7	116
Réduction des capitaux propres	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissements corporels	0	2 919	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissements - Frais bancaires	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Remboursement des dettes financières	0	80	83	86	90	114	128	142	141	145	150	160	175	175	175	181	196	204	159	165	172	0
Remboursement comptes courants	0	0	0	0	0	20	30	40	35	35	35	40	50	45	40	40	50	51	0	0	0	0
Remboursement en capital sur emprunt banca	0	80	83	86	90	94	98	102	106	110	115	120	125	130	135	141	146	153	159	165	172	0
TOTAL DES EMPLOIS DURABLES (B)	0	3 003	83	86	90	114	128	142	141	145	150	160	175	175	175	181	196	204	159	166	179	116
VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT (A-B)	-5	7	28	27	27	8	-1	-9	-2	0	1	-2	-9	-2	5	7	0	-2	39	36	28	16

Le plan d'affaires de la SAS SoliSDEC

Le bilan sur 20 ans

BILAN (en k€)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
BILAN - ACTIF																						
Immobilisations incorporelles et corporelles	0	2 778	2 632	2 486	2 340	2 194	2 048	1 902	1 756	1 610	1 464	1 318	1 172	1 027	881	735	589	443	297	151	5	5
Immobilisations financières																						
ACTIF NET IMMOBILISE	0	2 778	2 632	2 486	2 340	2 194	2 048	1 902	1 756	1 610	1 464	1 318	1 172	1 027	881	735	589	443	297	151	5	5
Stocks																						
Créances clients																						
Autres créances																						
Trésorerie	-5	2	30	57	84	92	91	82	80	79	80	79	69	68	73	80	80	78	117	155	188	314
ACTIF CIRCULANT	-5	2	30	57	84	92	91	82	80	79	80	79	69	68	73	80	80	78	117	155	188	314
TOTAL ACTIF	-5	2 780	2 662	2 543	2 424	2 286	2 139	1 984	1 836	1 689	1 545	1 397	1 242	1 094	954	815	669	521	414	306	193	319
BILAN - PASSIF																						
Capital social	0	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Réserves	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,5	0,5
Report à nouveau	0	-5	-64	-99	-131	-161	-185	-205	-218	-225	-226	-221	-209	-190	-163	-128	-87	-36	19	72	127	181
Résultat de l'exercice	-5	-59	-35	-32	-29	-25	-19	-13	-7	-1	5	12	20	27	34	42	50	56	52	56	61	132
Subventions d'investissement																						
CAPITAUX PROPRES	-5	-59	-94	-126	-156	-180	-200	-213	-220	-221	-216	-204	-185	-158	-123	-82	-31	24	77	134	193	319
Provisions pour risques																						
Provisions pour charges																						
PROVISIONS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Emprunts bancaires	0	2 328	2 245	2 159	2 069	1 975	1 877	1 776	1 670	1 560	1 445	1 325	1 201	1 071	936	795	649	496	338	172	0	0
Comptes courants d'associés	0	511	511	511	511	491	461	421	386	351	316	276	226	181	141	101	51	0	0	0	0	0
DETTES FINANCIERES	0	2 839	2 756	2 670	2 580	2 466	2 338	2 197	2 056	1 911	1 761	1 601	1 427	1 252	1 077	896	700	496	338	172	0	0
Dettes fournisseurs																						
Dettes fiscales et sociales																						
PASSIF CIRCULANT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL PASSIF	-5	2 780	2 662	2 543	2 424	2 286	2 139	1 984	1 836	1 689	1 545	1 397	1 242	1 094	954	815	669	521	414	306	193	319
FONDS DE ROULEMENT	-5	2	30	57	84	92	91	82	80	79	80	79	69	68	73	80	80	78	117	155	188	314
BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TRÉSORERIE	-5	2	30	57	84	92	91	82	80	79	80	79	69	68	73	80	80	78	117	155	188	314

- L'actif du bilan (2 780 k€ en 2024), est essentiellement constitué, d'une part, des **immobilisations** que représentent les ombrières photovoltaïques, et, d'autre part, de la **trésorerie** de la société. Le montant de l'actif diminue progressivement en raison de l'amortissement des immobilisations.
- Le passif du bilan est quant à lui principalement composé des **dettes financières** (2 839 k€ en 2024), qui décroissent ensuite au rythme des remboursements. A noter que les capitaux propres sont négatifs en début de période en raison des résultats négatifs des premiers exercices.
- NB : par commodité, l'actif circulant relatif aux créances et le passif circulant n'ont pas été modélisés ici, ce qui n'emporte pas d'incidences sur la trajectoire d'ensemble.

Regard sur les hypothèses retenues

Hypothèses retenues pour les projets photovoltaïques

Les principaux paramètres des projets photovoltaïques - scénario P75

		Paleospace à Villiers	Falaise (complexe sportif)	Ecole maternelle Dozulé	Place du marché Monts d'Aunay	Salle Gringore à Thury	Fleury (parking + tennis)	Vaudry à Vire
OPEX (Charges d'exploitation)	Moyenne annuelle sur les 20 premières années	7 k€	4,8 k€	7,4 k€	8,3 k€	8 k€	10,7 k€	6,3 k€
Investissement	Coût total	386 k€	234 k€	345 k€	457 k€	472 k€	700 k€	325 k€
	Durée de l'amortissement				20 ans			
Financement	Fonds propres	67 k€	41 k€	60 k€	80 k€	82 k€	122 k€	57 k€
	Prêt	318 k€	193 k€	285 k€	377 k€	389 k€	577 k€	269 k€
TRI	TRI Projet	6,5%	6,2%	6,4%	6,1%	5,7%	6,1%	6,4%
	TRI FP 20 ans	10,7%	8,9%	10,1%	8,6%	5,7%	8,2%	9,9%
	TRI FP 30 ans	12,9%	11,7%	12,5%	11,5%	9,6%	11,2%	12,3%

- Si les 7 projets diffèrent en volume de productible et donc d'investissement (234 k€ pour le projet situé à Falaise ; 700 k€ pour le projet situé à Fleury), leur **rentabilité intrinsèque** (TRI Projet) est **proche** (autour de 6%). Il n'y a donc pas de péréquation entre les projets dans le sens où des projets plus rentables permettraient de compenser des projets plus fragiles.

  Partant, la non réalisation d'un projet aurait une incidence sur le plan d'affaires en termes de volume financier, mais pas sur la rentabilité de la SAS, sauf à considérer que la taille critique nécessaire à la création d'une société ne serait pas atteinte. Toutefois, après échange avec le SDEC, il apparaît qu'en cas de non réalisation d'un des projets identifiés ici, un autre projet intègrerait le portefeuille.

- A noter par ailleurs que les TRI Fonds propres (TRI FP) calculés ici à partir des flux de trésorerie disponibles sont théoriques, le financement et les flux induits étant réalisés au niveau de la SAS et non de chaque projet.

Hypothèses retenues pour les projets photovoltaïques

Focus sur les hypothèses tarifaires

- Le **tarif de rachat hors autoconsommation** retenu dans le plan d'affaires est de **120,83 € / MWh**, conformément à l'arrêté en vigueur.

- A noter toutefois l'avis rendu récemment par la CRE (délibération du 15 février 2024) sur un projet de modification de l'arrêté en vigueur « *fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts.* »

  Pour mémoire, les projets de la SAS SoliSDEC présentent une puissance comprise entre 167 kWc et 499 kWc.

- Dans cet avis, la CRE préconise une révision du tarif de rachat pour le porter à **117,05 €/MWh**. L'impact sur le plan d'affaires de la révision de ce tarif est évalué dans le cadre des analyses de sensibilité ci-après.

Segment	Variable	Arrêté actuel		Projet d'arrêté	
		T4 2023	T1 2024	T4 2023	T1 2024
100-500 kWc	Dégressivité normale	- 2,7%		- 2,7%	
	Dégressivité d'urgence	- 10,2%		0,0%	
	Evolution totale	- 13,0%		- 3,1%	
	Tarif (€/MWh)	120,83	105,11	120,83	117,05

Source : Délibération n°2024-39 de la CRE, 15 février 2024

- A noter par ailleurs que ce tarif s'applique chaque année à une assiette qui se réduit pour tenir compte de la dégradation des panneaux. Une hypothèse de **perte de productible** de **0,5%** est modélisée dans le plan d'affaires, soit un niveau cohérent quoiqu'un peu plus prudent que la moyenne sectorielle (0,4%, cf. tableau ci-contre).

Années	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Durée de vie (années)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Perte annuelle de productible (%)	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40

Source : Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France, 2022

Hypothèses retenues pour les projets photovoltaïques

Focus sur les hypothèses relatives aux charges d'exploitation

- Dans le plan d'affaires de la SAS SoliSDEC, les **OPEX** (charges d'exploitation) regroupent logiquement les charges d'exploitation au sens strict et les charges liées à la fiscalité.
- Ces OPEX représentent en moyenne annuelle **24 € HT par kWc**. Il s'agit d'une moyenne pondérée : pour 6 des 7 projets, les OPEX atteignent entre 23 € et 29 € HT / kWc. Le projet le plus important, Fleury, affiche un niveau moyen d'OPEX de 21 € / kWc, qui influe à la baisse sur la moyenne.
- Il s'agit d'un **montant cohérent avec les hypothèses sectorielles**. Ainsi, le rapport « *Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale* » publié par la CRE en 2019 fait état, pour les ombrières d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts :
  - D'un niveau moyen de **23,3, € HT / kWc** pour les charges d'exploitation au sens strict et 8,9 € HT / kWc pour la fiscalité (IFER essentiellement).
  - Or la loi de finances pour 2020 a réduit les IFER des centrales photovoltaïques mises en service après le 1er janvier 2021 à 3,394 € par kilowatt de puissance électrique installée (article 1519 F du Code Général des Impôts), de sorte que le **poids de la fiscalité est sensiblement réduit**.
- Un focus sur les **frais de maintenance**, qui représentent la principale dépense d'exploitation, met également en évidence la cohérence du montant retenu avec la moyenne sectorielle.

Projets	OPEX (moy. annuelle sur 20 ans - en €HT)	Puissance (kWc)	OPEX (€HT/kWc/an)
Paleospace	7 036 €	302	23 €
Falaise	4 787 €	167	29 €
Ecole Dozulé	7 386 €	260	28 €
Fleury	10 708 €	499	21 €
Monts d'Aunay	8 273 €	344	24 €
Salle Gringore (Thury)	8 040 €	332	24 €
Ombrières Vaudry (Vire)	6 282 €	254	25 €
OPEX - moyenne des projets de la SAS SoliSDEC (€HT/kWc/an)			24 €

Coûts (€/kWc)	Sol			Bâtiments			Ombrières		
	500 kWc - 2,5 MWc	2,5 MWc - 10 MWc	10 MWc - 30 MWc	100 kWc - 500 kWc	500 kWc - 2,5 MWc	2,5 MWc - 5 MWc	100 kWc - 500 kWc	500 kWc - 2,5 MWc	2,5 MWc - 10 MWc
Investissement initial	894	858	741	1 188	1 080	1 077	1 167	1 241	1 109
Charges d'exploitation	18,4	15,2	12,1	16,5	15,1	14,8	23,3	20,5	20,9
Fiscalité	8,5	8,4	8,2	8,2	8,0	8,0	8,9	8,4	8,6

Figure 50 : hypothèse centrales de coûts retenues pour le calcul du LCOE (données en €/kWc)

Source : Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale, CRE, 2019

	Hypothèse retenue (par an sur 20 ans)	Moyenne sectorielle
Maintenance *(yc provision pour renouvellement des onduleurs)*	8,8 € HT / kWc	De 5,3 à 8,3 € HT / kWc

Source moyenne sectorielle : ADEME

Analyses de sensibilité

Analyses de sensibilité

- 5 analyses de sensibilité sont conduites afin d'apprécier la robustesse du plan d'affaires :
  - Une diminution du tarif de rachat de l'électricité hors autoconsommation au niveau préconisé par la CRE, soit 117,05 € / MWh
  - Une diminution de 10% du tarif de rachat de l'électricité hors autoconsommation au niveau préconisé par la CRE, soit 108,72 € / MWh
  - Une diminution de la part autoconsommée à 40% (contre 60% initialement)
  - Une diminution de la part autoconsommée à 20% (contre 60% initialement)
  - Une diminution de 10% du tarif de rachat de l'électricité hors autoconsommation (soit 108,72 € / MWh) et une diminution de la part autoconsommée à 40% (contre 60% initialement).

- Chacune de ces analyses est réalisée toutes choses égales par ailleurs afin de mettre en évidence l'impact du seul paramètre modifié par rapport au plan d'affaires de référence.

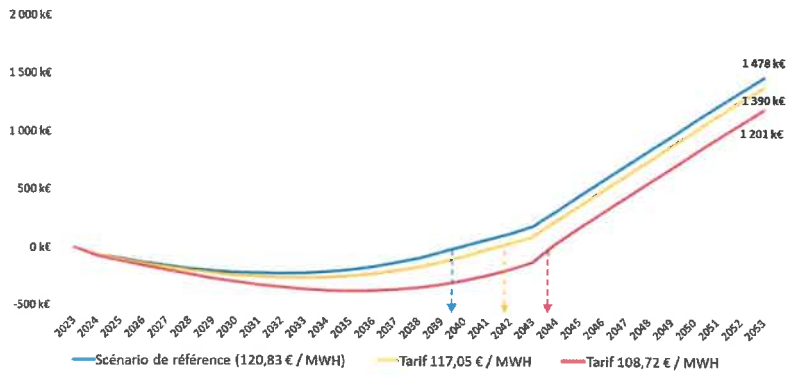
Analyse de sensibilité

Conséquences d'une baisse du tarif de rachat de l'électricité hors autoconsommation

- La diminution du tarif de rachat de l'électricité hors autoconsommation a une **double incidence** sur le compte de résultat :
  - Un chiffre d'affaires réduit
  - Des intérêts sur les avances en compte courant plus élevés, en raison d'un remboursement plus long du fait d'une moindre trésorerie
  - La trajectoire du **résultat net** s'en trouve affectée, et la date à partir de laquelle le résultat net cumulé devient structurellement positif repoussée (2040 dans le scénario de référence, 2042 en cas d'application du nouveau tarif préconisé par la CRE, 2044 en cas de baisse de 10% du tarif de rachat hors autoconsommation).

- Pour autant, **appréciée sur 30 ans, la rentabilité des fonds propres investis reste satisfaisante**, malgré un recul de près d'un point entre le scénario de référence et la simulation la plus dégradée (- 10% sur le tarif de rachat hors autoconsommation). L'investissement sur une durée longue permet en effet de bénéficier des résultats dégagés par la SAS après amortissement des installations et remboursement de la dette.

Conséquences d'une baisse du tarif de rachat de l'électricité hors autoconsommation sur la trajectoire prévisionnelle du résultat net cumulé



TRI Fonds propres sur 30 ans	Scénario de référence	Tarif 117,05 € / MWH	Tarif 108,72 € / MWH
SYS CO	11,1%	10,9%	10,2%
SDEC	11,2%	11,0%	10,4%
Energie Partagée	11,1%	10,9%	10,3%

Analyse de sensibilité

Conséquences d'une diminution de la part autoconsommée

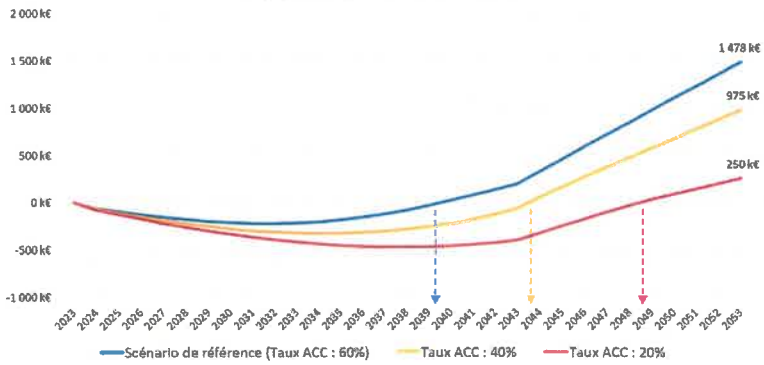
POINT PÉDAGOGIQUE

- Pour mémoire, dans le scénario de référence, **40% de l'électricité produite est revendue à EDF** (tarif de rachat de 120,83 €/MWh).
- L'**autoconsommation collective (ACC)** visée correspond à **60%** de la production des centrales, avec un tarif de vente fixé à **140 €/MWh**.

- La diminution de la part autoconsommée a, à l'image de la baisse du tarif de rachat hors autoconsommation, une incidence à la fois sur le chiffre d'affaires et le résultat financier (intérêts des avances en compte courant plus élevés).
- Toutefois, compte tenu de **l'écart de tarif important** entre le tarif de rachat hors autoconsommation et le tarif ACC (de l'ordre de 20 € / MWh) et de la **part significative du taux d'autoconsommation** dans le scénario de référence, l'impact d'une diminution de ce dernier est **fort** :
  - Un taux d'autoconsommation de 40% induit un résultat net cumulé positif à compter de 2044 ; un taux d'autoconsommation de 20% à compter de 2049
  - **Dans le scénario taux d'autoconsommation à 20%, la trésorerie dégagée est insuffisante pour permettre le remboursement de ses avances au SDEC dans le délai légal de 14 ans.**

- **S'agissant d'un paramètre clé du modèle économique, la réduction de la part d'autoconsommation a un impact fort sur la situation financière de la SAS.**

Conséquences d'une diminution de la part d'autoconsommation sur la trajectoire prévisionnelle du résultat net cumulé



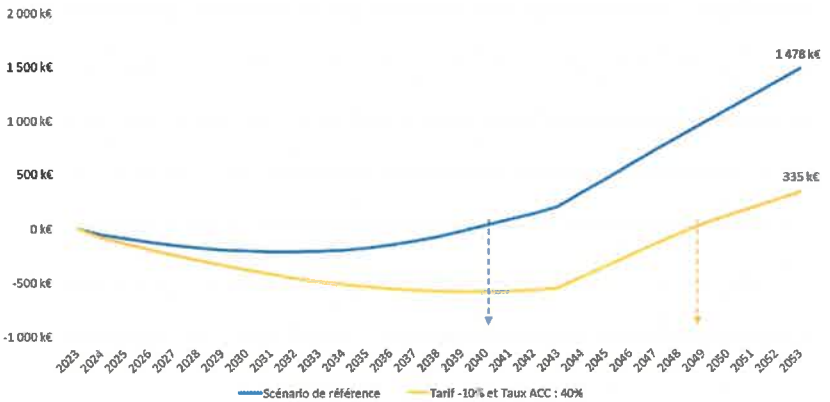
TRI Fonds propres sur 30 ans	Scénario de référence	Taux ACC : 40%	Taux ACC : 20%
SYS CO	11,1%	9,8%	8,1%
SDEC	11,2%	10,1%	7,8%
Energie Partagée	11,1%	9,8%	8,1%

Analyse de sensibilité

Conséquences d'une baisse du tarif de rachat de l'électricité hors autoconsommation et d'une diminution de la part autoconsommée

- La réduction de 10% du tarif de rachat de l'électricité hors autoconsommation (**passant de 120,8 € / MWH à 108,72 € / MWH initialement**), accompagnée d'une **diminution de la part autoconsommée à 40%** (contre 60% dans le scénario de référence), engendrent une incidence forte :
  - une réduction du chiffre d'affaires,
  - des intérêts sur les avances en compte courant plus élevés,
  - une trajectoire du résultat net très largement affectée, et la période à partir de laquelle le résultat net cumulé devient positif est retardée à **2049**, contre 2040 dans le scénario de référence.
- **Ce scénario met en évidence une trésorerie dégagée insuffisante pour permettre le remboursement des avances au SDEC dans le délai réglementaire de 14 ans.**
- **Dans l'ensemble, la conjonction d'une diminution des tarifs et de la réduction de la part d'autoconsommation a un impact significatif sur la situation financière de la SAS SoliSDEC.**

Conséquences d'une baisse du tarif de rachat de l'électricité (hors autoconsommation) et d'une diminution de la part d'autoconsommation sur la trajectoire prévisionnelle du résultat net cumulé



TRI Fonds propres sur 30 ans	Scénario de référence	Tarif -10% et Taux ACC : 40%
SYS CO	11,1%	8,2%
SDEC	11,2%	8,1%
Energie Partagée	11,1%	8,2%

Annexes

Approche financière des niveaux de rentabilité

La rentabilité des fonds propres investis par le SDEC

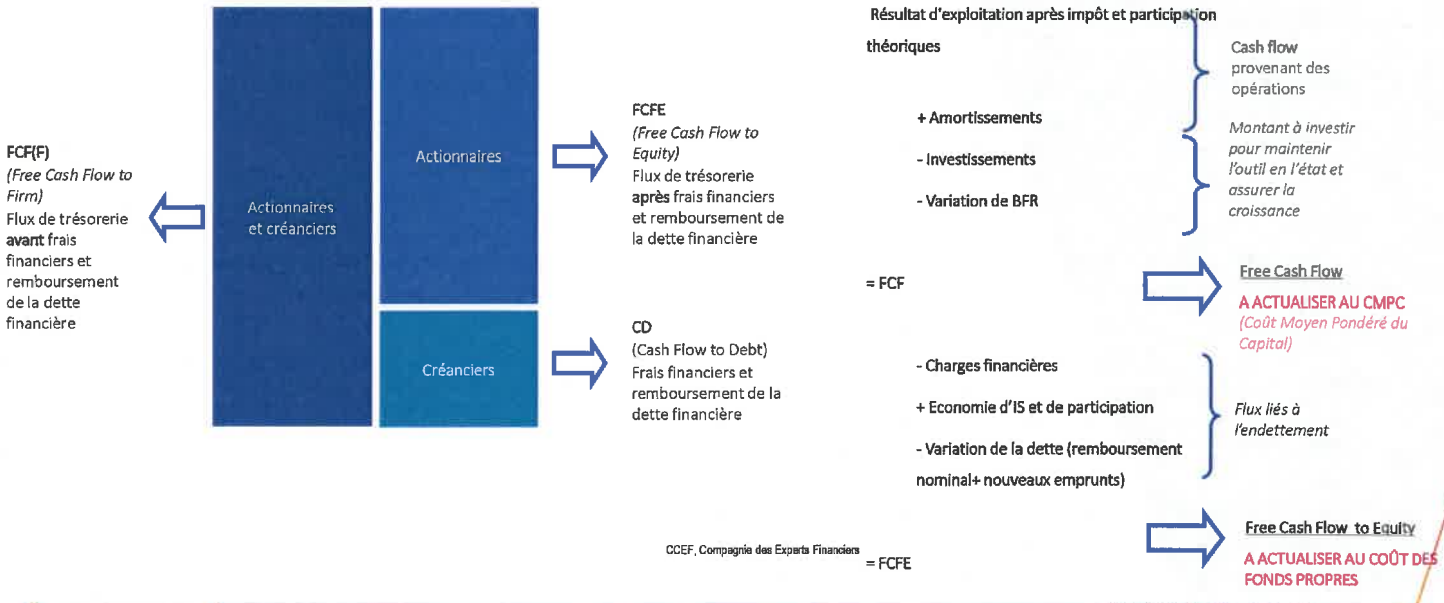
- Comme indiqué précédemment, le **TRI Fonds Propres** sur 30 ans du SDEC est de 11,2% dans le scénario P75.
- A titre d'information, les TRI Fonds Propres cible minimum de la Banque des Territoires en janvier 2024, sur la base de projets dont le productible est P50, en fonction du moment de la prise de participation sont de :
  - Stade développement : 9%
  - Prêt à construire (Ready To Build) : 8%
  - Mise en service : 7%
  - Post-mise en service : 6,5%
- Enfin, selon l'approche financière développée ci-après, le TRI Fonds Propres minimal des projets relevant du champ des énergies renouvelables est de 7,98% (cf page 27).

LA RENTABILITE DES FONDS INVESTIS

Au regard des hypothèses de rémunération et de remboursement des fonds investis d'une part, du niveau minimal de trésorerie modélisé d'autre part, le niveau du TRI Fonds Propres du SDEC ne le distingue pas d'un investisseur privé.

Quels taux pour quels flux ?

- Les différents types de flux et leurs bénéficiaires



CCEF, Compagnie des Experts Financiers

Méthodologie

Calcul du taux d'actualisation

- Le **taux d'actualisation** à utiliser, couramment désigné par l'acronyme CMPC (Coût Moyen Pondéré du Capital, ou Weighted Average Cost of Capital – WACC - en anglais), correspond par définition au **taux de rentabilité exigé sur l'actif économique de l'entreprise (ou « coût d'opportunité du capital ») qui est la source des free cash-flows ; il est fonction du risque de l'actif. Par construction, il est aussi égal à la moyenne du coût des capitaux propres et du coût de la dette pondérée par le poids relatif de ces deux sources de financement dans le pool de ressources mis à disposition de l'entreprise.**

- Il existe **deux manières** de calculer ce taux d'actualisation :

  - La **méthode directe** qui consiste à déterminer le **taux d'actualisation** à partir du seul coût des capitaux propres en l'absence d'endettement. Pour obtenir ce coût, le niveau de risque de l'activité est utilisé en utilisant le cadre méthodologique du MEDAF (ou CAPM pour Capital Asset Pricing Model) selon la formule **Ke = Rf +B(Rm-Rf)+RS** où :

    - **B :** le coefficient bêta, qui traduit la sensibilité de la valeur de l'actif aux fluctuations du marché, estimé par référence aux entreprises comparables sélectionnées, ou aux fluctuations de l'entreprise lorsqu'elle est cotée. D'un point de vue économique, les facteurs communément considérés comme influençant le risque systématique sont la sensibilité du volume d'activité à la conjoncture économique, le degré de levier opérationnel (c'est-à-dire la manière dont une variation d'activité se traduit dans le niveau de marge), et le levier financier. Nous avons utilisé la base de données Damodaran.

    - **Rm-Rf :** la prime de risque de marché, qui correspond au surplus de rentabilité attendu par un acteur financier par rapport au taux de rentabilité d'un actif sans risque du marché (OAT 10 ans) (cf. page 6).

    - **Rs :** la prime de risque spécifique. En l'espèce, nous ne pouvons pas retenir de prime de risque spécifique, celle-ci s'appréciant à partir des caractéristiques propres d'une entreprise ou d'un projet.

  L'avantage de cette méthode directe est qu'elle évite les effets bénéfiques de la dette (les économies fiscales réalisées au niveau de l'entreprise grâce à la déductibilité des frais financiers) et traduit plus fidèlement les travaux de Modigliani et Miller (1958) selon lesquels la structure financière n'a pas d'impact sur la valeur de l'actif économique de l'entreprise.

Méthodologie

Calcul du taux d'actualisation

- La **méthode indirecte** correspond à l'application de la définition littérale du WACC, selon la formule

WACC (ou CMPC) = Ke * (E / (E + D)) + Kd * (1 – IS) * (D / (E + D)) où :

- **Ke** = Coût des capitaux propres (*equity*). L'indicateur Ke est déterminé selon la formule exposée page précédente.
- **E/D** = Valeur de marché des capitaux propres (E pour Equity) et de l'endettement (D pour dettes)
- **Kd** = Coût de la dette
- **IS** = Impôt sur les sociétés

Méthodologie

Calcul du taux d'actualisation

- Le taux sans risque et la prime de risque de marché : au vu des dates d'émission du présent rapport, nous nous sommes fondées sur les données de Fairness Finance

Spot	Moyenne 3M	Moyenne 6M			
Date du calcul	n Nombre de sociétés [1]	C Capitalisation boursière moyenne (M€)	k_L TRI du marché	r_f Taux sans risque	π_E Prime de risque du marché (écart)
29/12/2023	115	24 460	8,93%	2,55%	6,38%
30/11/2023	115	23 812	8,75%	3,02%	5,73%
31/10/2023	114	22 194	9,18%	3,42%	5,76%
29/09/2023	115	23 074	8,79%	3,41%	5,38%
31/08/2023	113	24 483	8,65%	2,98%	5,67%
31/07/2023	114	25 051	8,51%	3,02%	5,48%

[1] Hors holdings.

Source : https://www.fairness-finance.com/fairness-finance/finance/echantillon/sbf120/produit/primederisquedemarche.dhtml

- Les bêtas sectoriels

Industry Name	Number of firms	Beta	D/E Ratio	Unlevered beta
Green & Renewable Energy	66	0,83	73,65%	0,53

Source : Damodaran, janvier 2024

Méthodologie

Calcul du taux d'actualisation

POINT DE VIGILANCE – LES BETAS SECTORIELS

- Comme indiqué, la détermination de taux d'actualisation par métier permet **d'identifier une « cible » de rentabilité, celle-ci devant toutefois être ajustée au cas par cas, en fonction des risques propres à chaque projet. C'est ainsi que peuvent être rajoutés, dans des évaluations d'entités ou de structure, des risques liée à la taille, à l'illiquidité, et / ou des risques spécifiques.**
- **Ainsi, le Bêta sectoriel doit être ajusté au regard des déterminants économiques de chaque projet, que nous pouvons rappeler (source Vernimmen) :**
  - *« la **structure des coûts**, entre coûts fixes et coûts variables. Plus les coûts fixes sont élevés, plus l'entreprise est sensible à la conjoncture et plus son ß est élevé ;*
  - *la **sensibilité à la conjoncture économique** : certains secteurs démultiplient structurellement les variations de l'activité économique générale comme le transport, le bâtiment (ß élevé) ; d'autres, au contraire, les atténuent comme la fabrication de fromages (ß faible) ;*
  - *la **visibilité de l'activité** : entre un propriétaire d'immeubles loués dans le cadre de baux 3-6-9 et un fabricant d'avions de combat, il y a tout un monde en matière de prévisibilité de l'activité et donc des ß très différents, faibles pour l'immobilier, forts pour l'avionneur ;*
  - *la **structure financière** : plus l'entreprise est endettée, plus elle a de frais financiers qui sont autant de coût fixes élevant sa sensibilité à la conjoncture et donc son ß ;*
  - *le **taux de croissance des résultats** : plus le taux de croissance des résultats est élevé, plus le ß sera élevé. En effet, dans ce cas, l'essentiel de la valeur de l'entreprise s'explique par des flux éloignés dans le temps, donc très sensibles à toute variation du marché. »*

Source : https://www.vernimmen.net/Lire/Lettre_Vernimmen/Lettre_23.html

Calcul du taux d'actualisation

	Paramètre	Valeur avec D/E : 73,65% (source = damodaran)	Vision prospective Commentaires
rf	Taux sans risque	2,55%	OAT 10 ans
β	β sectoriel désendetté	0,53	Coefficient de volatilité du secteur par rapport au marché. Donnée Damodaran.
β	β sectoriel endetté	0,85	Coefficient de volatilité du secteur par rapport au marché. Donnée Damodaran.
rm - rf	Prime de risque du marché	6,38%	Ecart de rentabilité attendue entre le marché et l'actif sans risque.
Kcp	Coût des capitaux propres	7,98%	Rentabilité exigée par les investisseurs
Kd	Coût de la dette	4,50%	Taux prévisionnel évalué par la société
D/E	Ratio d'endettement	73,65%	Niveau d'endettement moyen par secteur
IS	Taux d'impôts sur les sociétés	0%	
CMPC	Coût moyen pondéré du capital avant impôts	6,50%	

- Le TRI Fonds Propres minimal est de **7,98%**. Ce taux reflète cependant une approche généraliste, et devra faire l'objet d'ajustements au cas par cas, au regard des risques intrinsèques de chaque projet.
- Le taux d'actualisation, qui correspond au coût moyen pondéré du capital, est quant à lui de **6,5%**. Ce taux doit être rapproché du TRI projet.
- Ces calculs sont réalisés avant prise en compte de l'impôt sur les sociétés.

Glossaire

Glossaire (1/2)

- **CAF** (ou Capacité d'autofinancement) **:** il s'agit d'un indicateur financier permettant de mesurer la capacité d'une société à générer suffisamment de ressources internes pour assurer le financement de son activité et son développement, et qui se calcule comme suit :

CAPACITÉ D'AUTOFINANCEMENT
Résultat net
(+) Dotations aux amortissements
(-) Subventions d'investissement virées au CR
(+) Dotations aux provisions
(-) Reprises provisions
(+) Valeur comptable des actifs cédés
(-) Produit de cession d'actif
CAF

- **CAPEX** (pour « *Capital expenditure* ») : les CAPEX représentent les dépenses d'investissement.
- **DSCR** (pour « *Debt Service Cover Ratio* ») : il s'agit d'un ratio mesurant le taux de couverture de la dette, soit le rapport entre l'Excédent Brut d'Exploitation (EBITDA – IS) et le service de la dette (capital + intérêts). Ce ratio permet de mesurer la soutenabilité de la dette.
- **DSRA** (pour « *Debt Service Reserve Account* ») : il s'agit d'un compte de réserve pour le service de la dette. Le DSRA est une réserve de trésorerie, constituant une marge de sécurité, dans le cas où les liquidités disponibles sont insuffisantes pour couvrir les paiements prévus liés au service de la dette.
- **OPEX** (pour « *Operational expenditure* ») : les OPEX représentent les charges d'exploitation.

Glossaire (2/2)

- **EBITDA** (pour « *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization* »), l'EBITDA est un solde intermédiaire de gestion correspondant au bénéfice avant intérêts, impôts, dépréciation et amortissement. Formule : **EBITDA** = Chiffre d'affaires – OPEX. Ce solde correspond ici à l'Excédent Brut d'Exploitation.
- **RAN** (pour Report à nouveau) : Le RAN correspond au cumul des résultats des exercices antérieurs, après prise en compte des affectations sous forme de dividende ou en réserve légale.
- **RCAI** (pour résultat courant avant impôt) : le RCAI correspond au résultat de l'exercice avant le versement de l'IS. Formule : **RCAI** = résultat d'exploitation + résultat financier.
- **Réserve légale** : La réserve légale est une réserve qui garantit la solidité financière de l'entreprise. Il s'agit d'une réserve obligatoire pour les sociétés par actions (SAS, SASU, SA et SCA) et les sociétés à responsabilité limitée (SARL et EURL). Elle correspond à une partie de leurs bénéfices de la société. Concrètement, à partir de l'exercice où la société génère un bénéfice, les associés sont tenus d'affecter au moins 5% de ce montant à la réserve légale, jusqu'à ce quelle représente 10% du capital social.

SEMAPHORES
GROUPE ALPHA
VOUS OUVRIR DE NOUVEAUX HORIZONS
www.semaphores.fr

ÉTUDE DE STRUCTURATION DE L'ACCOMPAGNEMENT DES COLLECTIVITÉS POUR LE DÉVELOPPEMENT DE PROJETS DE PRODUCTION D'ÉNERGIES RENOUVELABLES DANS LE CALVADOS

ETUDE DES TROIS SCÉNARIOS DE PORTAGE RETENUS

COPIL DU 11 OCTOBRE 2024

01 | Rappel des orientations définies précédemment et état initial

01 | RAPPEL DES CONCLUSIONS ET ORIENTATIONS DE LA PHASE PRÉCÉDENTE

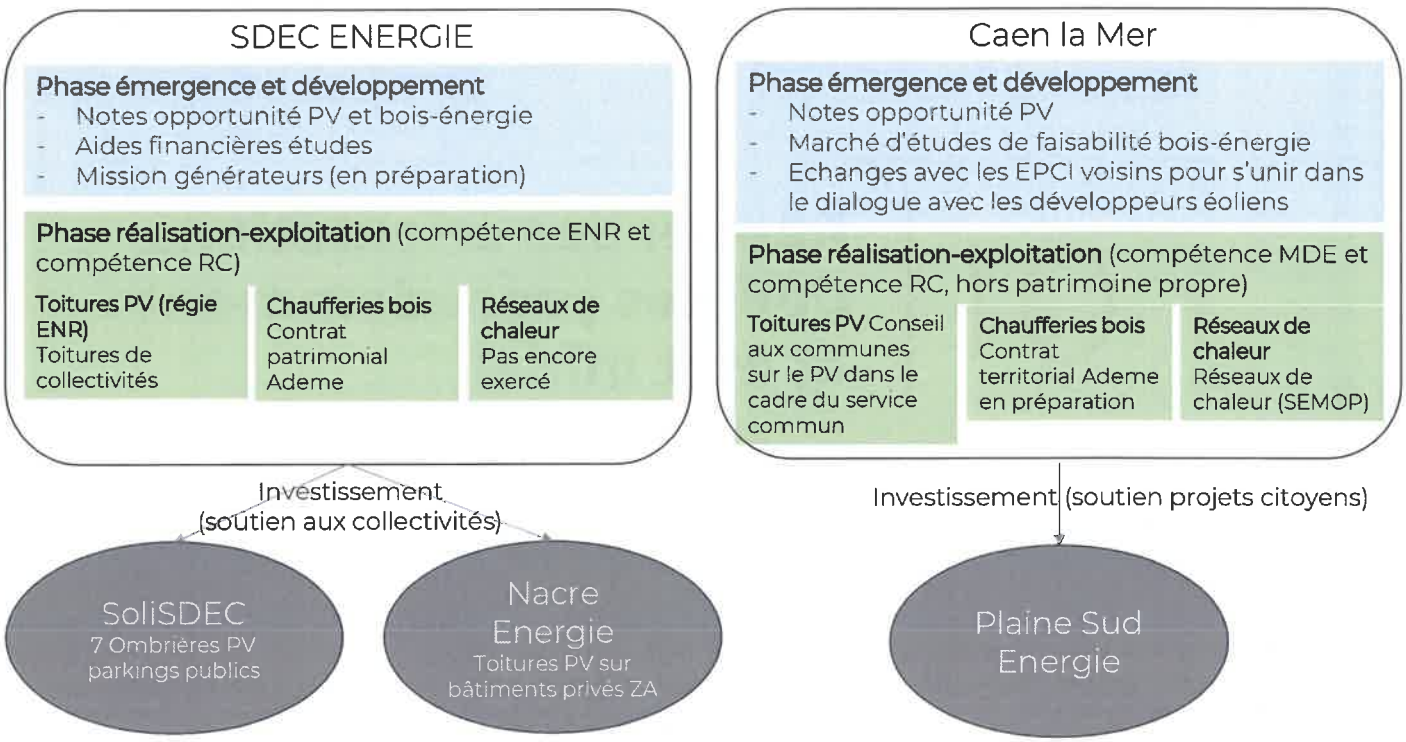
Rappel des principales orientations décidées lors du dernier COPIL

Les attendus suivants ont été émis à l'issue du COPIL du 5 juillet :

1. Une organisation ouverte et souple qui permette d'aller vers différentes filières et activités selon les besoins (production, distribution, fourniture)
2. A court terme, besoin essentiellement sur les centrales PV au sol, voire le bois-énergie
3. Foncier public en priorité, mais possibilité d'aller aussi sur du foncier privé
4. Implication citoyenne significative dans les projets
5. Mutualisation de l'ingénierie en amont des projets, et avec une forte maîtrise publique
6. Indépendance des investissements SDEC / Caen la Mer
7. Intérêt exprimé pour associer des acteurs comme le CD14, Normandie Aménagement, les bailleurs sociaux, et s'appuyer sur la SCIC Plaine Sud Energies.

01 | ETAT INITIAL DE L'INTERVENTION DU SDEC ENERGIE ET DE CAEN LA MER

Situation actuelle



NB : En dehors de ces accompagnements, les collectivités peuvent étudier, réaliser et exploiter des installations qu'elles financent intégralement par le biais de marchés publics. Elles peuvent aussi mettre à disposition leur foncier à des opérateurs énergétiques quelconques dans le cadre d'AMI.

01 | ETAT INITIAL DE L'INTERVENTION DU SDEC ENERGIE ET DE CAEN LA MER DANS L'ACCOMPAGNEMENT DES PROJETS ENR

Limites de la situation actuelle identifiées par les deux partenaires

SDEC ENERGIE

- Capacités d'investissement de la régie ENR limitées

- REX SoliSDEC / participation du SDEC dans une SAS :
  - Prise de participation du SDEC ENERGIE dans une SAS limitée à un rôle d'investisseur. Pas de codéveloppement possible.
  - Pas de prise de risque possible : la rentabilité doit être garantie (investisseur avisé).
  - Apport CCA limité à 2x7ans → frein au codéveloppement
  - Participation du SDEC ENERGIE dans des SAS limitée à 15% de ses recettes de fonctionnement
  - Manque de réactivité liée aux processus décisionnels.

  → Pas possible de développer SoliSDEC

- Perspective de la mission Générateurs nécessitant de dissocier les activités d'appui à l'émergence et d'investissement

- Intervention isolée de chacun, pas d'effet d'entrainement

01 | ETAT INITIAL DE L'INTERVENTION DU SDEC ENERGIE ET DE CAEN LA MER DANS L'ACCOMPAGNEMENT DES PROJETS ENR

Limites de la situation actuelle identifiées par les deux partenaires

Caen la Mer

- Photovoltaïque :
  - Besoin d'appui aux communes sur le suivi et l'exploitation des installations.
  - Manque de leviers pour impulser des projets par les acteurs privés et répondre aux objectifs du SDE
  - Pas de moyens humains et de compétences internes pour réaliser des études PV en ombrières ou au sol pour les collectivités
  - Manque de capacités d'investissement des communes pour faire des ombrières ou des parcs au sol

- Eolien : Difficulté de travailler avec un développeur qui répond aux attentes de la commune car risque de maîtrise foncière par un autre.

01 | EVOLUTION DE L'INTERVENTION DU SDEC ENERGIE À COURT TERME

La mission « Générateurs »

Missions des conseillers « générateurs » telles que définies par l'Ademe :

Les Générateurs donnent un conseil de premier niveau neutre et indépendant aux collectivités sur des aspects divers des projets d'ENR électriques :

- Les bonnes pratiques et les outils pour développer un projet EnR
- Les différents montages juridiques existants
- Les modèles économiques et l'ingénierie financière (investissements, recherche de financement, orientation vers les guichets de subventions...)
- Les relations avec les tiers (acteurs locaux, riverains, développeurs privés...)
- L'appui au lancement de démarches de mise en concurrence pour le développement de projets pré-identifiés

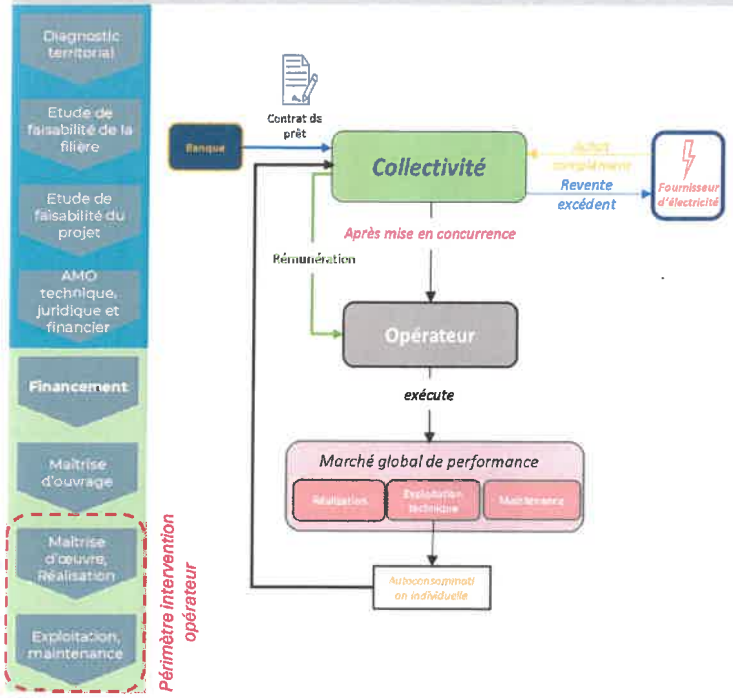
→ Mise en place progressive envisagée par le SDEC ENERGIE à partir de fin 2024

02 | Eléments de compréhension des scénarios

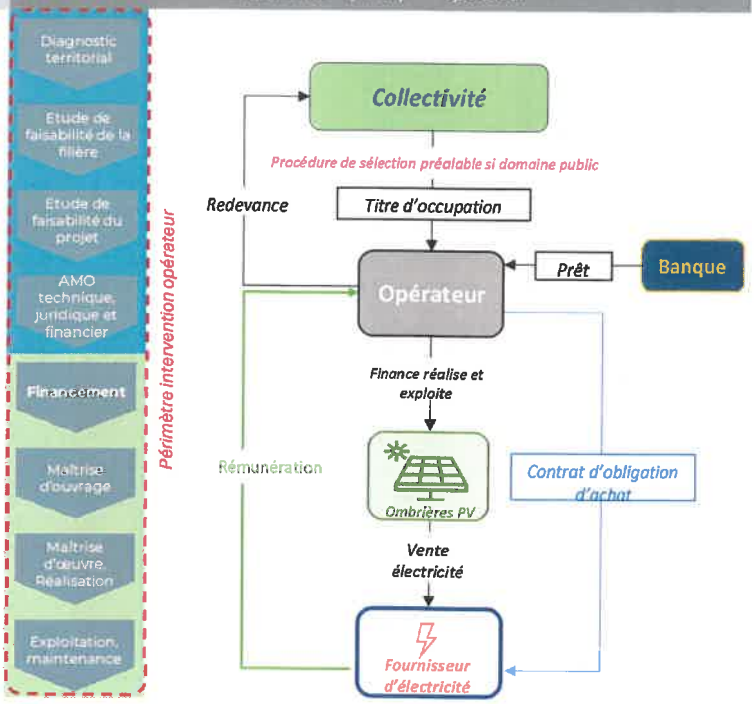
02 | ELÉMENTS DE COMPRÉHENSION DES SCENARIOS

Deux principaux modes d'interaction entre une collectivité et un opérateur énergétique

Exemple de projet consistant en l'achat de prestation par une collectivité (mise en œuvre d'une opération d'ACI via un MGP*)
Financement généralement porté par la collectivité



Exemple de projet résultant d'un projet propre de l'opérateur (attribution d'un titre d'occupation par la collectivité)
Financement porté par l'opérateur



*MGP : marché global de performance
ACI : autoconsommation individuelle

02 | ELÉMENTS DE COMPRÉHENSION DES SCENARIOS

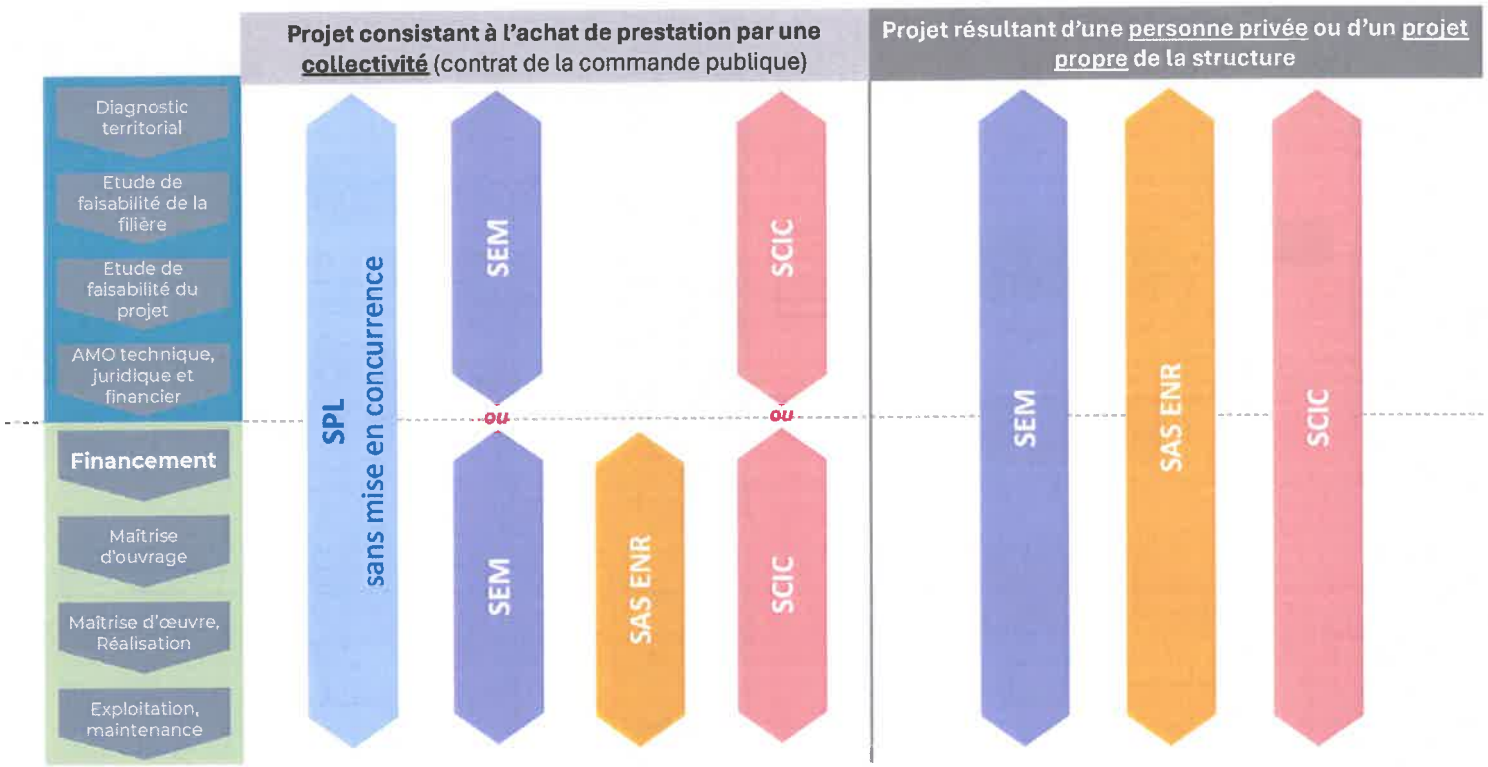
Les types de structures et leurs actionnaires

Etablissements publics locaux	Collectivités territoriales*	Groupements de collectivités territoriales*	Personnes morales privées	Personnes physiques
Offices publics de l'Habitat (bailleur social public), centre communal d'action social, etc.	*Régions, Départements (CD14), Communes*	*EPCI (Caen la Mer), Syndicats mixtes (SDEC), Syndicats de communes, Pôles d'équilibre territorial et rural, etc.*	*Entreprises, SEM (Normandie Aménagement), énergéticiens, SCIC (Plaine Sud Energies), SA HLM (bailleur social privé), etc.*	*Administrés, usagers, citoyens, etc.*

*sous réserve de justifier sa compétence

02 | ELÉMENTS DE COMPRÉHENSION DES SCENARIOS

Positionnement possible des structures sur la chaîne de valeur des projets ENR



02 | ELÉMENTS DE COMPRÉHENSION DES SCENARIOS

Autres facteurs différenciants entre les structures potentielles

Facteurs différenciants	SPL	SEM	SAS ENR	SCIC
Capacité à intervenir sur le territoire de collectivités non-actionnaires	**Non**	**Oui**	**Oui** (territoires limitrophes à ceux des actionnaires)	**Oui**
Gré à gré avec les actionnaires de la société	**Oui**	**Non**	**Non**	**Non**
Capacité à mener des opérations de sa propre initiative	**Non**	**Oui**	**Oui**	**Oui**
Soumis au code de la commande publique (obligation de mise en concurrence de ses besoins)	**Oui**	**Oui**	**Non** *(sauf si influence dominante des actionnaires publics – notamment détention majoritaire capital)*	**Non** *(sauf si influence dominante des actionnaires publics – notamment détention majoritaire capital)*
Gouvernance	**Classique : selon détention capital**	**Classique : selon détention capital**	**Classique : selon détention capital**	**Complexe 1 actionnaire = 1 voix**
Modalités d'entrée/sortie des actionnaires	**Modification des statuts (capital fixe)**	**Modification des statuts (capital fixe)**	**Modification des statuts (capital fixe)**	**Apport capital ou remboursement (capital variable)**
Caractéristiques essentielles	Quasi régie Ne travaille que pour ses actionnaires au travers de contrat de la commande publique	Effet levier financement Pluriactivité	Effet levier financement Mono-activité	Ne travaille que pour ses actionnaires Utilité sociale (caractère lucratif limité)

02 | ELÉMENTS DE COMPRÉHENSION DES SCENARIOS

Résumé « en une phrase » :

	Adapté ✓	Inadéquat ✗
SPL	• Pour mutualiser des moyens (humains et matériels) et confier des prestations de services simples sans mise en concurrence	• Pour intervenir sur des projets privés ou autres que ceux des actionnaires • Pour investir dans des projets fortement capitalistiques • Pour rassembler des citoyens
SEM	• Pour l'effet levier sur le financement • Pour intervenir l'ensemble de la chaîne de valeur de l'ENR	• Pour répondre uniquement à des contrats de la commande publique des collectivités actionnaires
SAS ENR	• Pour partager l'investissement d'un projet ENR fortement capitalistique • Pour m'associer à un opérateur technique sachant	• Pour répondre à une multitude de projet (et d'investissements) sur le territoire
SCIC	• Pour apporter son concours (financier) à un projet ENR porté par des citoyens	• Pour répondre aux besoins spécifiques des collectivités actionnaires

02 | ELÉMENTS DE COMPRÉHENSION DES SCÉNARIOS

Trois scénarios analysés

Scénario 1

Une ingénierie mutualisée et des outils d'investissement autonomes au service de l'ancrage local

- Développement : Conventions de partenariat/groupement d'achat
- Investissement : SEM départementale SDEC ENERGIE + SCIC Caen la Mer

Scénario 2

Un service clé-en-main pour répondre aux besoins propres des collectivités

- SPL

Scénario 3

Une organisation multi-acteurs pour un effet-levier sur le territoire

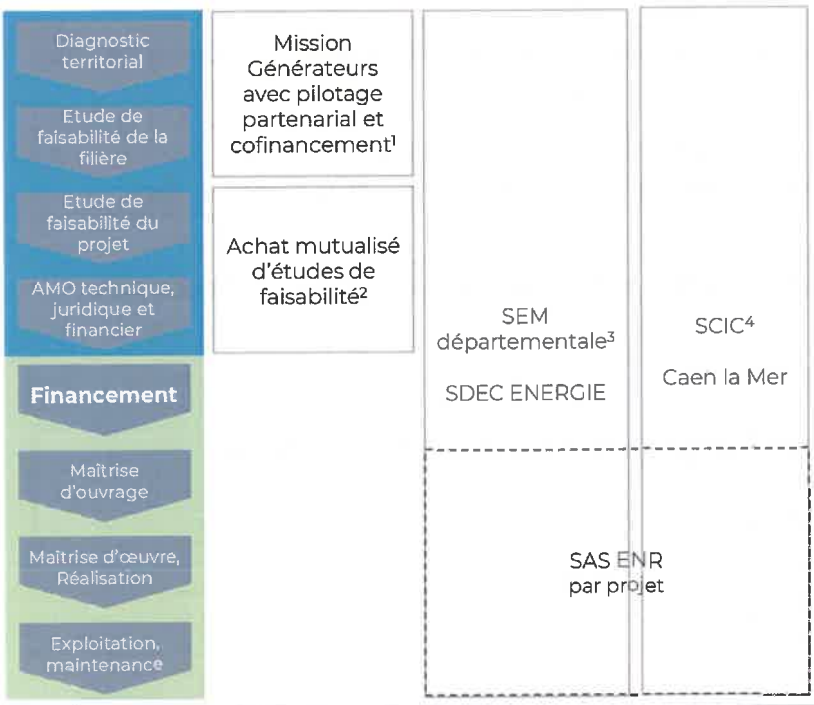
- SEM départementale multiacteurs

03 | Etude du scénario n°1

Une ingénierie mutualisée et des outils d'investissement autonomes au service de l'ancrage local

03 | SCÉNARIO N°1
INGÉNIERIE MUTUALISÉE ET OUTILS D'INVESTISSEMENT AUTONOMES

Description du scénario



*sous réserve positionnement sur projet public/privé

Pilotage partenarial et cofinancement de la mission « Générateurs » (SDEC, EPCI, Conseil départemental).

Achat mutualisé d'études pour le développement des projets.

Création d'un outil d'investissement dans les ENR SDEC ENERGIE de type SEM : portage de projets propres et prestations pour les collectivités.

Renforcement de la SCIC existante par Caen la Mer ou création d'une nouvelle SCIC pour impulser des projets citoyens.

Investissements croisés de la SEM et la SCIC dans des SAS.

Typologies de projets ciblées

Développement des projets PV sur le foncier des collectivités (toiture/ombrières/sol) et de réseaux de chaleur bois par le groupement d'achat d'étude

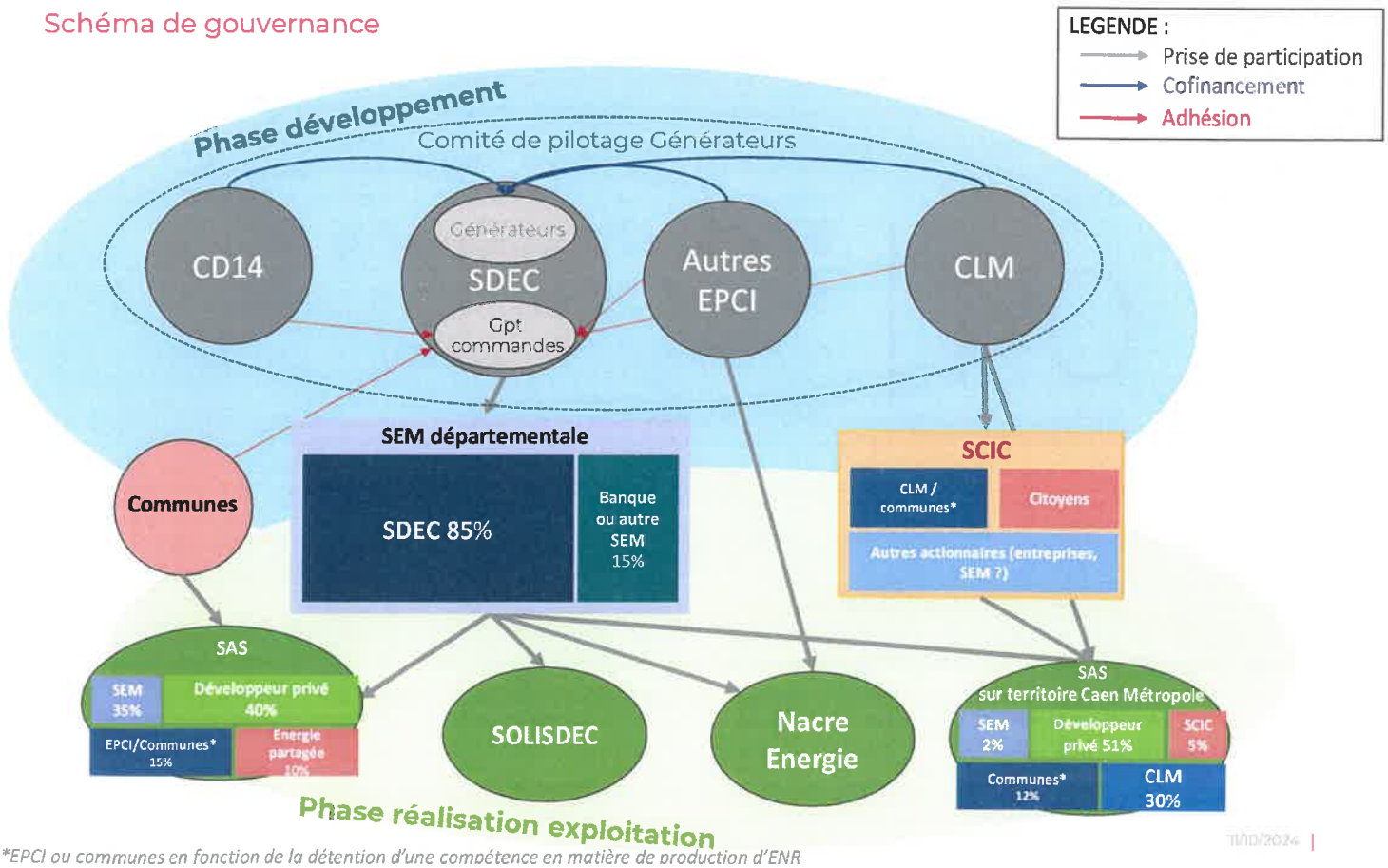
Investissement
La SEM départementale peut se positionner dans la continuité des priorités stratégiques du SDEC ENERGIE (PV et méthanisation) et en réponse aux besoins prioritaires des collectivités (dont obligations réglementaires) :

- **Ombrières sur foncier public** : la SEM peut racheter les parts du SDEC ENERGIE dans la société SoliSDEC et la développer avec d'autres projets
- **Centrales PV au sol sur foncier public** : codéveloppement avec un développeur privé, par exemple par la création de SAS PV à l'échelle d'EPCI
- **Opérations de méthanisation collective** : prise de participation ponctuelle en soutien aux projets
- **Projets citoyens** : prise de participation dans la SCIC sur Caen la Mer ou d'autres sociétés citoyennes

Pour commencer, la SCIC cible des petites ou moyennes toitures PV de collectivités sur le territoire de Caen la Mer (ou Caen Métropole ?). CLM mobilise le territoire pour proposer des toitures. A terme, la SCIC pourrait aller vers des projets de plus grande envergure.

11/10/2024 |

Schéma de gouvernance



11/10/2024 |

*EPCI ou communes en fonction de la détention d'une compétence en matière de production d'ENR

03 | ETUDE DU SCÉNARIO N°1

Matrice SWOT

Forces :

- Pour le SDEC ENERGIE (SEM) :
  - Capacité à de la SEM à se **positionner sur l'ensemble des activités ENR** du territoire (projets publics, privés et opération propre)
  - **Effet levier sur le financement des projets publics et privés**
  - **Possibilité de faire du codéveloppement sur des projets propres/privés de la SEM** avec les développeurs (résout la problématique du codéveloppement du SDEC dans les SAS)
- **Accompagnement 1er niveau « clé en main » pour les collectivités** par le rôle de coordonnateur de groupement de commandes que peut jouer le SDEC sur les contrats les plus complexes (amorce d'une dynamique partenariale en lien avec la mission générateurs)
- Montée en puissance d'un outil d'investissement citoyen, au moins sur le territoire de Caen la Mer
- **Une indépendance complète des investissements du SDEC ENERGIE et de Caen la Mer**

Faiblesses

- **La SEM ne peut se positionner à la fois sur la phase développement et opérationnelle des projets publics** soumis à concurrence
- Sauf mise à disposition du foncier relevant du domaine privé, **la SEM est mise en concurrence par les collectivités**
- Effet d'entraînement limité (pas de coordination des investissements, dynamique partenariale limitée à l'émergence)

Opportunités

- **Capacité de la SEM à atteindre rapidement une certaine rentabilité en déployant son activité prioritairement sur une catégorie de projets privés/propres rentables :** (mise à disposition de foncier pour l'exploitation de centrales PV au sol en revente totale)

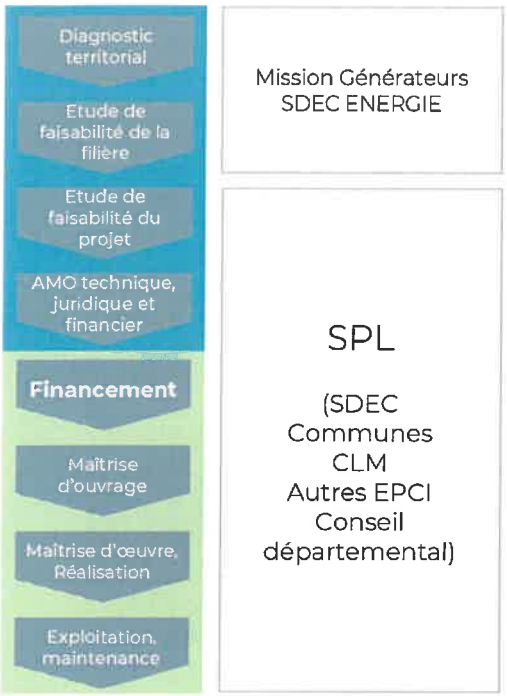
Risques

- **Risque de non-attribution des contrats de la commande publique et des titres d'occupation sujets à mis en concurrence** : l'action de la SEM et de ses filiales à l'égard des collectivités actionnaires pourrait se limiter à la satisfaction des seuls projets résultant d'une mise à disposition de leur foncier privé de gré à gré.
- **L'adhésion des citoyens aux projets ENR portés par la SEM n'est pas assurée dans la mesure où ils ne sont pas représentés dans la gouvernance de la SEM** (mais uniquement dans les SCIC du territoire dans lesquelles la SEM peut éventuellement prendre des participations)

04 | Etude du scénario n°2

Service clé-en-main pour répondre aux besoins propres des collectivités

Description du scénario et schéma de mutualisation dans la chaîne de valeur



Mission Générateurs portée par le SDEC ENERGIE.

Création d'une SPL par le SDEC ENERGIE, le Conseil départemental, les communes, CLM et les autres EPCI volontaires pour développer, réaliser et exploiter des installations d'énergie renouvelable sur leur patrimoine et leur foncier destinées à leur fournir de l'énergie :

- **Accès facilité à une ingénierie locale pour développer, réaliser et exploiter des installations en ACI et ACC,**
- **Appui à l'investissement,**
- **Achat sans mise en concurrence de l'électricité produite.**

Indépendance des investissements sur le territoire de Caen la Mer :

- **Part minime de Caen la Mer dans la SPL**
- **Priorité à l'investissement via des SAS ou SCIC permettant d'impliquer des citoyens**
- **Positionnement de la SPL en priorité hors Caen la Mer en phase réalisation et exploitation**

04 | SCÉNARIO N°2
SERVICE CLÉ-EN-MAIN POUR RÉPONDRE AUX BESOINS PROPRES DES COLLECTIVITÉS

Typologies de projets ciblées

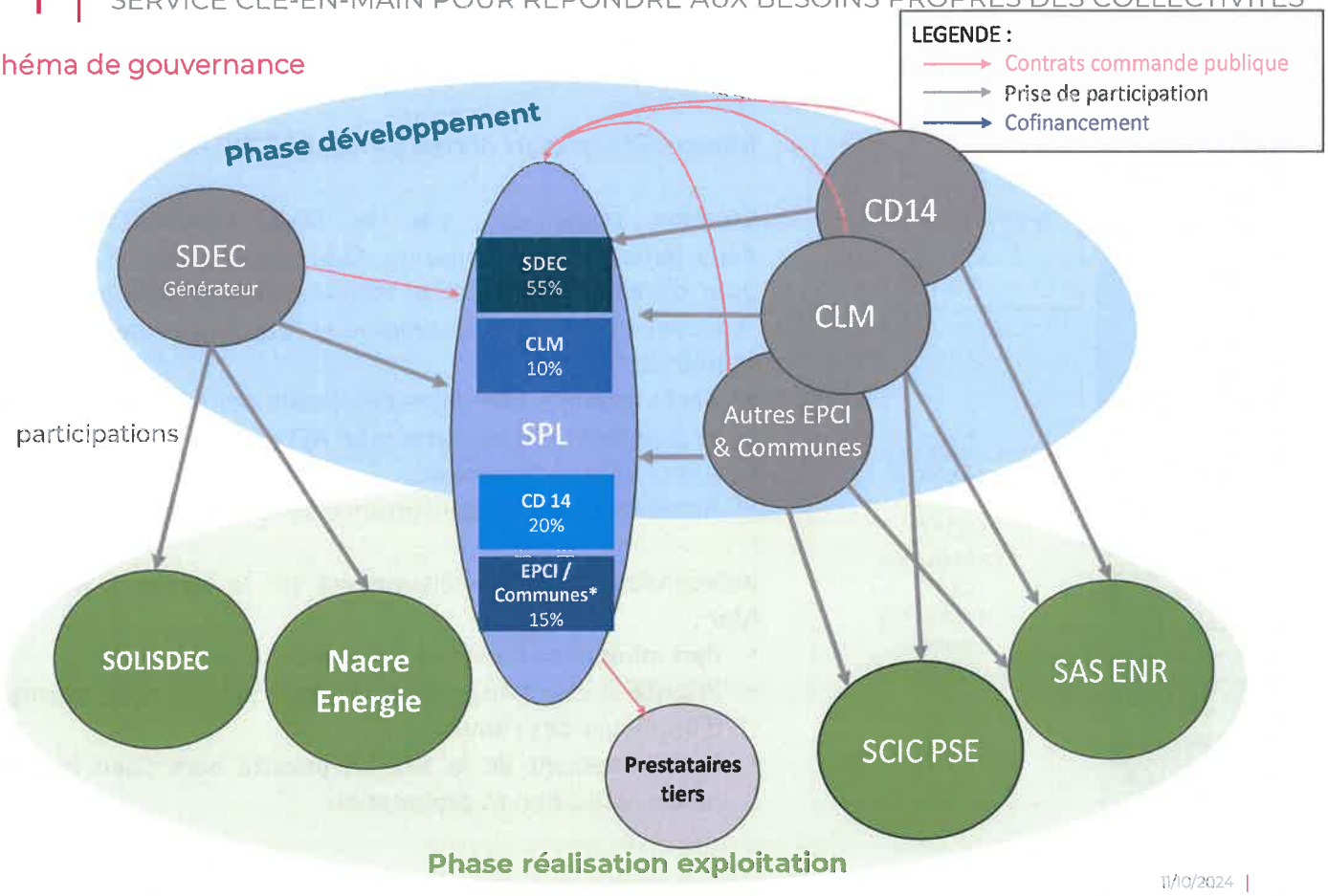
Développement, réalisation et exploitation d'installations photovoltaïques en autoconsommation sur le foncier des collectivités adhérentes à la SPL :

- Toitures PV
- Ombrières PV
- Petites centrales PV au sol

L'ensemble des projets précités peuvent être réalisés en ACC ou ACI uniquement (pas de vente totale possible par la SPL)

04 | SCÉNARIO N°2
SERVICE CLÉ-EN-MAIN POUR RÉPONDRE AUX BESOINS PROPRES DES COLLECTIVITÉS

Schéma de gouvernance



11/10/2024 |

04 | SCÉNARIO N°2
SERVICE CLÉ-EN-MAIN POUR RÉPONDRE AUX BESOINS PROPRES DES COLLECTIVITÉS

Matrice SWOT

Forces :
- **Création d'une offre d'accompagnement structurée sur toute la chaîne de valeur par le biais d'un guichet unique (SPL)** permettant de proposer des solutions « clé en main » aux projets des collectivités actionnaires **qui s'inscrivent dans une commande publique**
- **Lien de quasi-régie avec les collectivités actionnaires qui permet de conclure de gré à gré des contrats avec la SPL** (par ex : achat d'énergie en RCU ou en ACC)

Faiblesses
- **Un financement des projets publics confiés à la SPL qui reste majoritairement à la charge des collectivités** (le coût financier des projets confiés par le biais de marchés publics à la SPL reste à la charge des collectivités ; absence d'effet levier sur le financement des contrats de concession attribués à la SPL)
- **Incapacité de la SPL d'ouvrir son capital à des actionnaires autres que collectivité (i.e. citoyens, bailleurs sociaux, etc.)**
- **Incapacité d'endosser des projets propre** (ex : AOT pour exploiter une centrale PV en revente totale) **ou de répondre à des projets privés** (ex : méthaniseur agriculteur)
- **Les collectivités qui souhaitent bénéficier des services de la SPL doivent entrer à son capital**

Opportunités
- **Rapidité et flexibilité sur la mise en œuvre des projets confiés à la SPL** en raison du lien de quasi-régie ;
- **Facilité de déploiement d'opérations d'autoconsommation collectives**

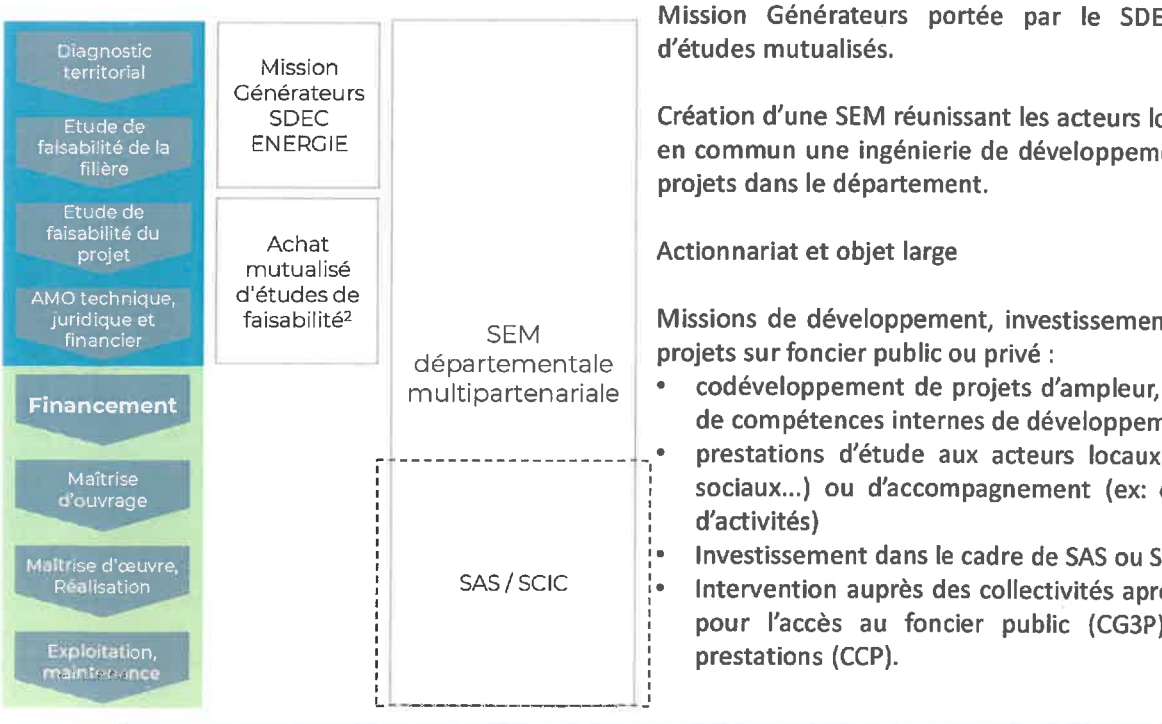
Risques
- **Altération de la cohérence globale de la stratégie ENR du territoire** par l'absence d'une coordination globale des investissements ENR sur le territoire
- **Offre d'accompagnement de la SPL peut être inadaptée si l'offre de service est trop restreinte**
- **Capacité de la SPL à se positionner sur un nombre suffisant de projets rentables pour assurer sa viabilité**

11/10/2024 |

05 | Etude du scénario n°3
Organisation multi-acteurs pour un effet-levier sur le territoire

05 | SCÉNARIO N°3
ORGANISATION MULTI-ACTEURS POUR UN EFFET-LEVIER SUR LE TERRITOIRE

Description du scénario



Mission Générateurs portée par le SDEC ENERGIE + marché d'études mutualisés.

Création d'une SEM réunissant les acteurs locaux souhaitant mettre en commun une ingénierie de développement et investir dans des projets dans le département.

Actionnariat et objet large

Missions de développement, investissement, exploitation dans les projets sur foncier public ou privé :

- **codéveloppement de projets d'ampleur, acquisition progressive de compétences internes de développement.**
- **prestations d'étude aux acteurs locaux (collectivités, bailleurs sociaux...) ou d'accompagnement (ex: entreprises d'une zone d'activités)**
- **Investissement dans le cadre de SAS ou SCIC**
- **Intervention auprès des collectivités après mise en concurrence pour l'accès au foncier public (CG3P) ou la réalisation de prestations (CCP).**

05 | ETUDE DU SCÉNARIO N°3

Typologies de projets ciblés

Développement :
- **Prestataire de service du SDEC (si lauréat mise en concurrence)** dans le cadre d'achat mutualisé d'études de faisabilité par le SDEC au profit des communes membres : projets PV sur le foncier des collectivités (toiture/ombrières/sol) et réseaux de chaleur bois
- **Prestataire de service bailleurs sociaux (si lauréat mise en concurrence) et entreprises :** études de faisabilité et AMO pour toitures photovoltaïques

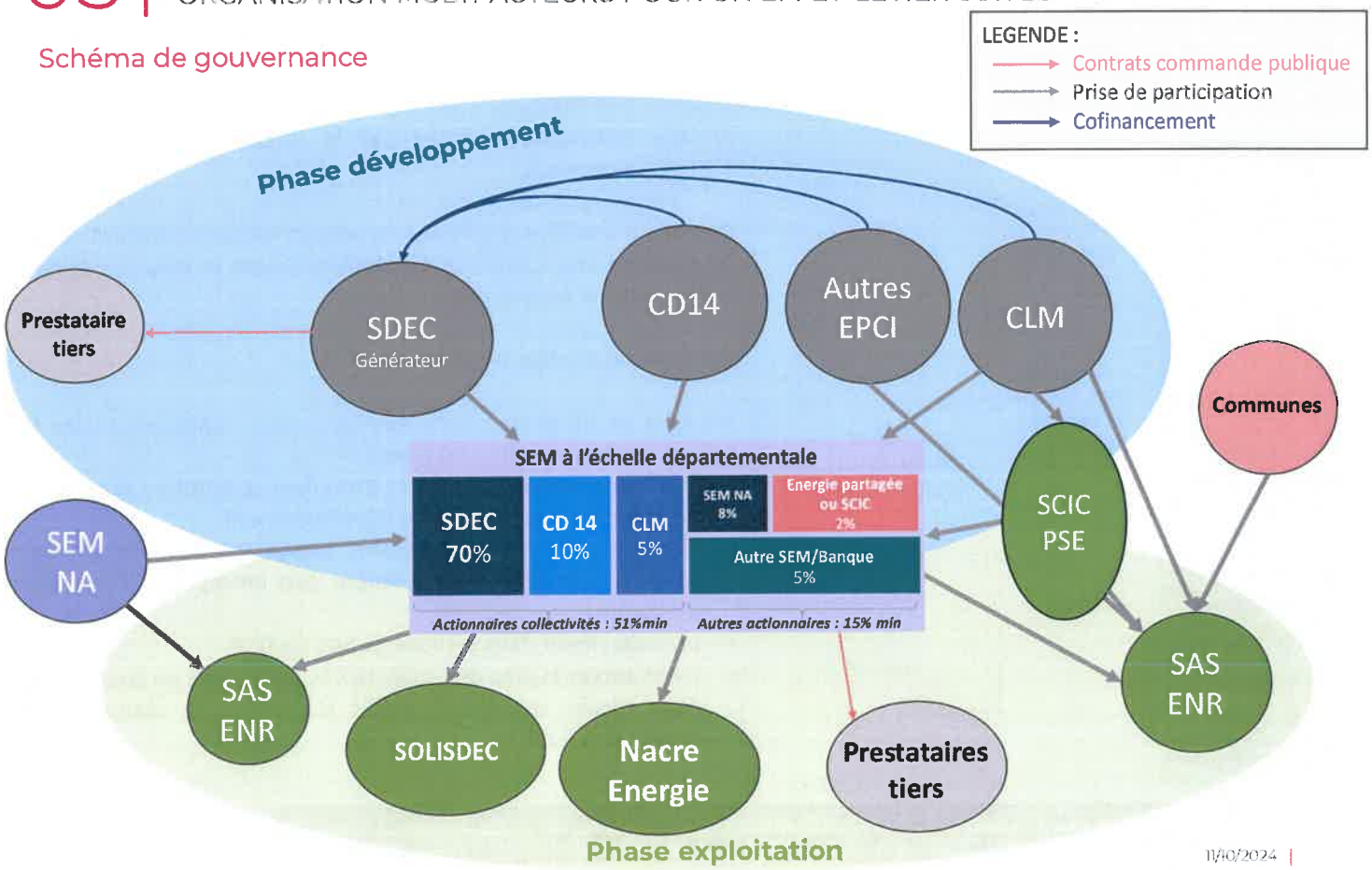
Financement et exploitation :
- **Concessionnaire des collectivités** pour ACC sur grandes toitures photovoltaïques

Co-développement avec des développeurs privés de projets et **investissement** dans le cadre d'une mise à disposition du **foncier public ou privé** (dont foncier tertiaire en lien avec présence NA):
- **Centrales photovoltaïques au sol** par exemple par des SAS à l'échelle d'EPCI
- **Grappes d'ombrières** en s'appuyant sur la société SoliSDEC
- **Grappes de toitures photovoltaïques sur des zones d'activités** par des SAS dédiées

Prise de participation dans des projets en vue d'impulser des projets vertueux et d'assurer une maîtrise locale (critères à définir) :
- Opérations de méthanisation collective
- Eolien (+ rachat de part dans des parcs existants ? voire codéveloppement de nouveaux parcs ?)
- Projets citoyens

05 | SCÉNARIO N°3
ORGANISATION MULTI-ACTEURS POUR UN EFFET-LEVIER SUR LE TERRITOIRE

Schéma de gouvernance



05 | ETUDE DU SCÉNARIO N°3

Matrice SWOT

Forces :

- **Dynamique partenariale forte propice à créer un effet d'entraînement**
- **Cohérence globale de la stratégie ENR du territoire** garantie par la présence d'une forme de holding (la SEM) et le système de participation croisée
- **Capacité à associer de manière directe ou indirecte les citoyens à l'ensemble des projets ENR du territoire** par le biais de la prise de participation directe d'acteurs citoyens (SCIC / Energie Partagée) dans la SEM et indirecte par les filiales SAS ENR de la SEM.
- Capacité à se **positionner sur l'ensemble des activités ENR** du territoire (projets publics, privés et opération propre) **même au-delà du territoire de ses collectivités actionnaires**
- **Effet levier sur le financement des projets publics et privés**
- Possibilité de faire du codéveloppement et de **partager le risque développement des projets propres/privés de la SEM** avec les développeurs (résout la problématique de l'investissement direct dans les SAS)

Opportunités

- **Capacité de la SEM à atteindre rapidement une certaine rentabilité en déployant son activité prioritairement sur une catégorie de projets privés/propres rentables :** (mise à disposition de foncier pour l'exploitation de centrales PV au sol en revente totale)
- **Susciter l'adhésion des citoyens aux projets ENR portés par les structures du territoire**

Faiblesses

- **La SEM ne peut se positionner à la fois sur la phase développement et opérationnelle des projets publics** soumis à concurrence
- Sauf mise à disposition du foncier relevant du domaine privé, **la SEM est mise en concurrence par les collectivités**

Risques

- **Risque de non-attribution des contrats de la commande publique et des titres d'occupation sujets à mis en concurrence** : l'action de la SEM et de ses filiales à l'égard des collectivités actionnaires pourrait se limiter à la satisfaction des seuls projets résultant d'une mise à disposition de leur foncier privé de gré à gré.

06 | Analyse comparative des scénarios

06 | ANALYSE COMPARATIVE DES SCÉNARIOS

Résumé des scénarios

Scénario 1

Une ingénierie mutualisée et des outils d'investissement autonomes au service de l'ancrage local

→ Dynamique partenariale publique d'appui à l'émergence et l'amorçage des projets. Le SDEC ENERGIE se dote de son propre outil d'investissement de type SEM pour pouvoir codévelopper des projets avec des développeurs privés et assurer un ancrage local dans les grands projets ENR. Caen la Mer renforce sa SCIC pour en faire un outil fort de développement de projets citoyens sur son territoire. Les différents acteurs (CLM, SEM, SCIC...) peuvent croiser leurs financements par le biais de SAS.

Scénario 2

Un service clé-en-main pour répondre aux besoins propres des collectivités

→ Accompagnement facilement accessible aux collectivités permettant de développer plutôt des petites ou moyennes installations sur leur foncier avec des procédures et délais allégés. La SPL permet notamment de déployer des opérations d'ACC avec un achat d'énergie facilité pour les collectivités.

Scénario 3

Une organisation multi-acteurs pour un effet-levier sur le territoire

→ Mise en synergie forte des moyens et compétences des acteurs publics et privés du département au sein d'une SEM. La SEM peut se positionner sur des projets d'ampleur, sur une grande diversité de foncier, avec des partenariats protéiformes dans les SAS ou SCIC. Sur un marché concurrentiel, elle s'appuie sur des partenariats de codéveloppement avec des développeurs privés. Avec son ADN citoyen, elle ancre les projets dans les territoires sur tout le département.

06 | ANALYSE COMPARATIVE DES SCÉNARIOS

Réponse aux attentes du SDEC ENERGIE et de Caen la Mer

Scénario	Comment mutualise-t-on l'ingénierie au service des collectivités ?	Comment garantit-on l'indépendance des investissements ?
Scénario 1	Copilotage et cofinancement de la mission générateurs Groupement d'achat d'études porté par le SDEC	Deux outils d'investissements séparés : SEM pour le SDEC ENERGIE et SCIC ou SAS ENR pour Caen la Mer Possibilité d'investir conjointement SEM/SCIC dans des SAS.
Scénario 2	SDEC et CLM actionnaires de la SPL.	Option 1 : CLM prend une part dans le capital de la SPL proportionnelle au volume des projets de son territoire dans le portefeuille de la SPL Ou Option 2 : participation minime de CLM dans la SPL, puis réalisation des projets sur son territoire en priorité par d'autres sociétés permettant à CLM d'investir en direct. SPL réaliserait des projets surtout hors CLM.
Scénario 3	SDEC et CLM actionnaires de la SEM + CLM actionnaire indirectement via NA et SCIC PSE	Participation minime de CLM dans la SEM, puis réalisation des projets sur son territoire en priorité par d'autres sociétés permettant à CLM d'investir en direct.

06 | ANALYSE COMPARATIVE DES SCÉNARIOS

Exemple : Cas 1 = Petite toiture PV (-100kWc) sur un bâtiment d'une commune

Scénario 0 Aujourd'hui	Scénario 1 Ingénierie mutualisée/SEM SDEC ENERGIE + SCIC CLM	Scénario 2 SPL	Scénario 3 SEM multipartenariale
Note d'opportunité par le SDEC ENERGIE			
Aide financière du SDEC pour étude ENR portée par la commune	Etude de faisabilité par le groupement d'achat/marché SDEC	Etude de faisabilité par la SPL (si commune adhérente) de gré à gré	• Etude de faisabilité par groupement d'achat/marché SDEC • Etude de faisabilité SEM si revente totale (si lauréat AMI)
Réalisation et exploitation de l'installation par transfert de compétence au SDEC ENERGIE via sa régie	Si grappe de projet suffisante et SEM lauréat de la mise en concurrence : réalisation et exploitation de l'installation par la SEM (en revente totale ou ACI) ou par la SCIC en ACC Si projet trop petit, réalisation possible par le SDEC	• Réalisation et exploitation par la SPL si ACI ou ACC (de gré à gré) • Régie SDEC en revente totale (avec redéfinition du périmètre du transfert de compétence)	Si grappe de projet suffisante et SEM lauréat de la mise en concurrence : réalisation et exploitation de l'installation par la SEM (en revente totale, ACI, ACC) Si projet trop petit, réalisation possible par le SDEC

06 | ANALYSE COMPARATIVE DES SCÉNARIOS

Exemple : Cas 2 = Ombrière PV sur parking d'une commune

Scénario 0 Aujourd'hui	Scénario 1 Ingénierie mutualisée/SEM SDEC ENERGIE + SCIC CLM	Scénario 2 SPL	Scénario 3 SEM multipartenariale
Note d'opportunité par le SDEC ENERGIE			
Aide financière du SDEC pour étude ENR portée par la commune	Etude de faisabilité par groupement d'achat/marché SDEC	Etude de faisabilité par la SPL (si commune adhérente)	• Etude de faisabilité par groupement d'achat/marché SDEC • Etude de faisabilité SEM si revente totale (si lauréat AMI)
Pas d'accompagnement hors expérimentation en cours pour les 7 ombrières SoliSDEC	Si lauréat consultation : développement, réalisation et exploitation par SEM/ou filiale (SoliSDEC) en revente totale ou la SCIC en ACC	• Réalisation et exploitation par la SPL si ACC étendue (de gré à gré) • Régie SDEC en revente totale (avec redéfinition du périmètre du transfert de compétence)	• SEM (en ACC ou revente totale) si lauréat consultation

06 | ANALYSE COMPARATIVE DES SCÉNARIOS

Exemple : Cas 3 = Centrale solaire au sol sur foncier d'une collectivité

Scénario 0 Aujourd'hui	Scénario 1 Ingénierie mutualisée/SEM SDEC ENERGIE + SCIC CLM	Scénario 2 SPL	Scénario 3 SEM multipartenariale
Note d'opportunité par le SDEC ENERGIE			
Aide financière du SDEC pour étude ENR portée par la commune	Etude de faisabilité par groupement d'achat/marché SDEC	Etude de faisabilité par la SPL (si commune adhérente)	• Etude de faisabilité par groupement d'achat/marché SDEC • Etude de faisabilité SEM si revente totale (si lauréat AMI)
	Si lauréat consultation : développement, réalisation et exploitation par SEM/ou filiale en revente totale ou la SCIC en ACC	• Réalisation et exploitation par la SPL si ACC étendue (de gré à gré)	• SEM (en ACC ou revente totale) si lauréat consultation

06 | ANALYSE COMPARATIVE DES SCÉNARIOS

Capacité des différentes structures à répondre aux attendus du COPIL du 5 juillet

Critères	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Une organisation ouverte et souple qui permette d'aller vers différentes filières (PV, bois énergie) et activités selon les besoins (production, distribution, fourniture)	Oui	Non	Oui
A court terme, capacité à se mobiliser essentiellement sur les centrales PV au sol, voire le bois-énergie	Oui	Faible (capacité d'investissement limitée et sur certains segments uniquement : ACC)	Oui
Foncier public en priorité, mais possibilité d'aller aussi sur du foncier privé	Oui	Partiellement Seulement foncier public en AO et ACC	Oui
Implication citoyenne significative dans les projets	Segmentée	Aucune	Importante
Mutualisation de l'ingénierie en amont des projets publics, et avec une forte maîtrise publique	Partielle (SDEC générateur ++)	Oui	Partielle
Indépendance des investissements SDEC / Caen la Mer	Oui	Partiellement	Partiellement
Capacité à associer d'autres partenaires (CD14, Normandie Aménagement, bailleurs sociaux)	Moyenne	Faible (uniquement CD14)	Importante

Autres critères de comparaison des structures

Critères	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Simplicité des procédures, accessibilité du service pour les collectivités	Moyen	Fort Seulement collectivités	Moyen
Maîtrise publique des investissements	Moyenne (SDEC) Faible (CLM)	Forte	Moyenne
Importance de l'effet levier sur les investissements	Fort	Faible	Fort
Partage du risque dans les projets	Oui	Non	Oui
Exposition au risque du SDEC ENERGIE	Moyen	Fort	Faible
Liens et partenariats créés / dynamique des acteurs	Moyen Amont uniquement	Faible Seulement collectivités	Fort Acteurs publics et privés multiples

07 | Eléments d'appréciation économique

07 | RAPPEL SUR LES MÉCANISMES DE FINANCEMENT DES PROJETS

Modalités à disposition au regard des choix opérés

Pour rappel, **selon le type de projets** visé, il existe **deux options offertes aux collectivités** pour participer à **leur financement** :

- **Financement en propre** par le porteur de projet
  - **Meilleur contrôle du projet** et retour sur investissement favorable, mais l'ensemble du besoin en financement est à porter par les collectivités

- **Financement par un tiers** investisseur
  - **Projet clé en main,** moindre investissement, permet de bénéficier de l'effet de levier ; attribué à un opérateur privé ou à un EPL public / privé éloignant la collectivité de la maîtrise du projet

Compte-tenu des choix opérés dans le cadre de la présente mission et développés précédemment, **nous nous situons exclusivement ici dans le 2ème cas de figure**, à savoir le **portage par une structure tierce** :

- **Simulation 1 (Scénario 1 / 3)** : Portage par une **SEM** et des SAS *avec ou sans Caen-La-Mer*
- **Simulation 2** : Portage par une **SPL** composée du SDEC et de collectivités locales du territoire

Nous nous attacherons par la suite à rappeler les conditions garantissant la réussite de telle ou telle structure de portage et d'en vérifier la présence comparativement aux projets recensés à date

07 | CHIFFRES CLÉS ET RATIOS CIBLES (1/3)

Quelles conditions de réussite pour une structure de portage (type SEM / SAS) ?

Principaux ratios	Portefeuille de projets	• **Puissance** • **Puissance / nbre projets**	**100 MW** minimum (SAS / SEM) **250 kW** minimum
		• **CAPEX**	Supérieurs à **100 M€** dans l'idéal **20 M€** au minimum
		• **Fonds propres**	**3 à 4 M€** minimum
		• **TRI**	**5 %** minimum (**SAS ou SEM**)
	Charges d'exploitation	• **Ressources humaines**	**1 à 3 ETP** maximum au lancemnet avec expertise forte dans le domaine (montage projet, étude, commercial, relation élus...) **150 à 200 K€**
		• **Autres charges**	**30 à 80 K€**

Autres conditions	Maturité des projets	Nécessité de **disposer d'une certaine maturité** pour lancer de **premiers projets économiquement viables**
	Partenariats	Avec des sachants, énergéticiens, développeurs, bureaux d'étude
	Soutien politique	Doit être fort pour **faire connaitre la structure et renforcer son portefeuille de projets**

07 | CHIFFRES CLÉS ET RATIOS CIBLES (2/3)

Quelles charges de structure ?

- Des **hypothèses de charges de structures réalistes** et **250 K€ annuels pendant la phase de développement** puis potentiellement plus faible par la suite

Charges de structure	
TOTAL	**250 K€**
DG (salaire chargé)	100 K€ - 120 K€
ETP ingénieur (70k€ /an salaire chargé)	60 K€ - 80 K€
Assurance	2 K€ - 4 K€
Projets infructueux	10 K€ - 30 K€

Ces charges sont dimensionnées par rapport à la volumétrie des projets publics recensés et à la viabilité organisationnelle de la structure

07 | CHIFFRES CLÉS ET RATIOS CIBLES (3/3)

Mix de financement et doctrine d'intervention dans les sociétés de projet

- S'agissant du **mix de financement** pour chacun des projets, il est retenu une **hypothèse classique** :
  - **80 % de dette / 20 % de fonds propres**
- **La structure tierce interviendra dans les projets** qui seront portés via les SPV ad hoc **via une prise de participation**, avec les hypothèses d'intervention suivantes :

Montant CAPEX projet	Intervention SPV via
0-5 M€	**Prise de participation** dans société de projet à hauteur de **50%**
5-10 M€	**Prise de participation** dans société de projet à hauteur de **30%**
10 – 50 M€	**Prise de participation** dans société de projet à hauteur de **10%**
> 50 M€	**Prise de participation** dans société de projet à hauteur de **5%**

Les ratios CAPEX, issus de nos ressources internes, sont fixés pour atteindre un TRI autour de 5% pour les projets photovoltaïques et 6% pour les projets éoliens et de méthanisation (plus d'information en annexe).

07 | PHOTOGRAPHIE DES PROJETS IDENTIFIÉS A DATE

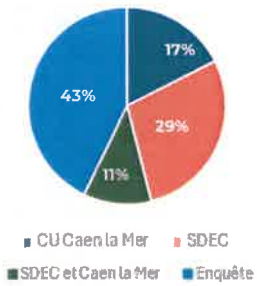
Données générales sur les projets identifiés

- Issu des **travaux effectués dans les étapes précédentes** de la mission, **63 projets** provenant de la liste initiale du recensement, **ont été conservés** pour lesquels les informations disponibles permettaient un retraitement.

- Les **principaux indicateurs** sont les suivants :

	Nb projets	Puissance (MW)	CAPEX (M€)	Besoin en fonds propres (M€)
Eolien	20	230	322	9
Méthanisation	3	11	41	1
Solaire dont:	40	220	195	11
Toiture photovoltaïque	*3*	1	1	0
Centrale solaire au sol	*19*	160	128	7
Ombrière photovoltaïque	*15*	20	30	2
Agrivoltaïsme	*3*	40	36	1
TOTAL	63	462	558	20

Source du recensement



Période de développement des projets : **à partir de 2025**

- Une **large majorité de projets solaires**, aussi bien **en nombre** (63%) **qu'en puissance** (220 MW)
- Une estimation de **CAPEX de 558 M€** dont 322 M€ pour l'éolien (58 %) et 195 M€ pour les projets solaires.

Un total de 63 projets ENR relativement matures avec :

- **11 projets publics présentant les caractéristiques suivantes** :
  - Exclusivement PV
  - 10 mis en œuvre dès 2025 / 1 mis en œuvre à partir de 2027
- **52 projets privés présentant les caractéristiques suivantes :**
  - Tout type de technologies
  - Projets présentant – en cumulé – une forte intensité capitalistique
  - Calendrier de développement plus incertain

07 | SIMULATION 1 – MONTAGE AVEC SEM ET SAS

Quel portefeuille de projet pour un scénario viable économiquement ?

Le portefeuille-type de projets ciblés dépend à la fois du potentiel existant et du profil de risque de l'investisseur

- **Les technologies les moins risquées incluent la méthanisation et les projets photovoltaïques**, tandis que les **PV Sol et Agrivoltaïsme** présentent un **risque légèrement plus élevé** en raison de leur dépendance aux appels d'offres de la commission de régulation de l'énergie (CRE).

- **L'éolien est considéré comme plus risqué**, en raison des longues périodes de déploiement et de la sensibilité aux décisions politiques.

On pourrait **envisager trois types de portefeuilles**:

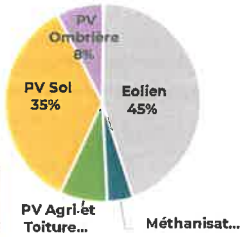
- **Portefeuille peu risquée** : 100 % PV
- **Portefeuille modérément risquée** : 80 % PV / 20 % Eolien
- **Portefeuille risqué** : 50 % PV / 50 % Eolien

Le portefeuille sur la base des 63 projets recensés, est composé de : 68% PV / 32% Eolien, ce qui correspond à un portefeuille relativement risqué

07 | SIMULATION 1 – MONTAGE AVEC SEM ET SAS

Quels besoins en fonds propres pour l'opérateur énergétique ?

Investissements par technologie



Portefeuille Photovoltaïque

PV	Nb de projets	Période de développement	CAPEX	Participation SAS	FP	FP / an (moyenne)
PV Sol	19	2025 - 2030	128 M€	SPV – 10 à 50%	6,7M €	1,4M €
PV Ombrière	15	2025 - 2030	30 M€	SPV – 10 à 50%	1,9M €	0,4M €
PV Agrivoltaïsme et Toiture	6	2025 - 2030	37 M€	SPV – 10 à 50%	1,5M €	0,3M €
TOTAL	**40**		**195 M€**		**10,1M €**	**2,1M €**

Portefeuille autres techno

Autres technologies	Nb de projets	Période de développement	CAPEX	Participation SAS	FP	FP / an (moyenne)
Eolien	20	2025 - 2035	41 M€	SPV – 10 à 50%	8,6M €	0,9M €
Méthanisation	3	2025 - 2030	322 M€	SPV – 10%	0,8M €	0,2M €
TOTAL	**23**		**363 M€**		**9,4M €**	**1,1M €**

Un besoin en fonds propres total de 19,5 M€

Un investissement total moyen sur 10 ans de 3,2 M€ / an de 2025 à 2029, puis 0,9 M€ / an de 2030 à 2034.

Parmi ce besoin en fonds propres, la part du public varie en fonction des structures, mais à minima, pour le développement des 63 projets avec une SEM, on estime l'apport des partenaires publics à 9,75M€ (>50% des fonds propres)

11/10/2024 |

07 | SIMULATION 2 – MONTAGE AVEC SPL

Quel portefeuille de projet pour un scénario viable économiquement ?

Principaux ratios	Portefeuille de projets	• **TRI**	**2 – 3 %** À l'équilibre a minima
	Charges d'exploitation	• **Ressources humaines**	**1 à 3 ETP** maximum avec expertise forte dans le domaine (montage projet, étude, commercial, relation élus...) **150 à 200 K€**
		• **Autres charges**	**30 à 80 K€**

Autres conditions	Maturité des projets	Nécessité de **disposer d'une certaine maturité** pour lancer de **premiers projets économiquement viables**
	Partenariats	Avec des sachants, énergéticiens, développeurs, bureaux d'étude
	Soutien politique	Doit être fort pour **faire connaitre la structure et renforcer son portefeuille de projets**

11/10/2024 |

07 | SIMULATION 2 – MONTAGE AVEC SPL

Quelles charges de structure pour le portefeuille de projets d'une SPL **au regard du nombre de projet à date ?**

- Des **hypothèses de charges de structures réalistes** et estimées à **160 K€ annuels pendant la phase de développement** puis potentiellement plus faible par la suite.

Charges de structure	
TOTAL	**160 K€**
DG (0.5 ETP) (salaire chargé)	50 K€ - 60 K€
ETP ingénieur (1 ETP) (70k€ /an salaire chargé)	60 K€ - 80 K€
Assurance	2 K€ - 4 K€
Projets infructueux	5 K€ - 15 K€

Ces charges sont dimensionnées par rapport à la volumétrie des projets publics recensés et à la viabilité organisationnelle de la structure

07 | SIMULATION 2 – MONTAGE AVEC SPL

Simulation 2 avec SPL : Portefeuille-type fictif **pour garantir le succès du montage**

- **La toiture photovoltaïque** est une **technologie sûre et rentable** notamment parce qu'elle permet de bénéficier du tarif de rachat de l'électricité produite en surplus. En outre, les **coûts d'installation restent modérés**, ce qui en fait une option fiable économiquement.
- **Un portefeuille mixte**, **associant différentes technologies** comme le photovoltaïque en toiture, sol ou ombrière, permet d'allier diversification et sécurité, tout en **maximisant la production d'énergie et en répartissant les risques** entre plusieurs types d'installations.
- Enfin, **les ombrières,** bien qu'offrant un potentiel de production plus élevé, **sont souvent peu rentables** et nécessitent un investissement plus important.

Exemple de portefeuille de projets (**3 hypothèses de portefeuilles)** qui permettent d'assurer la viabilité de la structure de portage. Ces caractéristiques offrent **une vue d'ensemble des choix stratégiques pour diversifier le risque et maximiser la rentabilité :**

Technologie: Toiture

Nombre de projets: 42

Puissance installée: > 25 MWc

CAPEX: > 28 M€ (1 250€ CAPEX / kWc)

Puissance installée / projet: 500 kWc

Technologie: Toiture, Sol et Ombrière

Nombre de projets:
- 30 PV Toiture
- 30 PV Ombrière
- 10 PV Sol

Puissance installée: > 35 MWc

CAPEX: > 40 M€ (1 250€ CAPEX / kWc)

Puissance installée / projet: 500 kWc

Technologie: Ombrière

Nombre et Puissance installée:
> 60 MWc

- (30 PV à 500 kWc)
- (10 PV à 5 MWc)

CAPEX: > 90 M€ (1 500€ CAPEX / kWc)

Il est recommandé de constituer un portefeuille de projets dont le ratio Puissance installée / projet se situe entre 100 kWc et 500 kWc afin de bénéficier du tarif de rachat pour maximiser la rentabilité du portefeuille.

Nous rappelons que la constitution du portefeuille de projets dépend d'une volonté politique et du développement de partenariats avec les acteurs de l'écosystème.

07 | SYNTHÈSE ANALYSE ÉCONOMIQUE DES TROIS SCÉNARIOS

	Scénario 1 : ancrage local (SEM/SCIC)	Scénario 2 : outil clé-en-main collectivités (SPL)	Scénario 3 : effet-levier (SEM partenariale)
Portefeuille de projet	SEM : • **Cible 100MW** • PV foncier public, méthanisation • Au moins 250kW par projet SCIC/SAS : reste des projets	• **35MW** • 30 PV Toiture + 30 PV Ombrière + 10 PV Sol • 100 à 500kWc par projet	• **100MW** • PV foncier public et privé, méthanisation, éolien • Au moins 250kW par projet
CAPEX	**100M€**	**40M€**	**100M€**
Fonds propres (en M€)	Cible 20M€ **Au démarrage, 3 à 4 M€,** soit pour le SDEC ENERGIE (hyp. 80%) 2 à 3M€	Cible 8M€ Au démarrage, ~2 M€ à apporter par les actionnaires propriétaires des fonciers sur lequel les projets sont à mener	Cible 20M€ **Au démarrage, 3 à 4 M€,** soit pour le SDEC ENERGIE (hyp. 70%) 2 à 3M€ et CLM (hyp 5%) ~0,15M€
TRI portefeuille	**5%**	**2 – 3 %** À l'équilibre a minima	**5%**
Moyens humains	**1 à 3 ETP**	**1 à 3 ETP**	**1 à 3 ETP**
Charges d'exploitation/an pendant la phase de dév. (personnel et autres)	**180 à 280 K€**	**160 à 260 K€**	**180 à 280 K€**
Potentiel de projets sur le territoire	Les projets recensés sont suffisants pour constituer le portefeuille-type (160MW photovoltaïque sur foncier public)	Les projets recensés sont insuffisants pour une SPL, mais le potentiel est néanmoins important et pourrait être mobilisé.	Les projets recensés sont suffisants pour constituer le portefeuille-type (245MW photovoltaïque)

11/10/2024 |

MERCI

Antoine Defer
Senior Manager
Antoine.defer@scet.fr

Jean Baptiste Prugneau
Manager
jean-baptiste.prugneau@scet.fr

Raphael Staner
Senior consultant juridique
Raphael.staner@scet.fr

Note de cadrage
Gestion du patrimoine du SDEC ENERGIE

Date de mise à jour : 6 novembre 2022
Auteur : Jérôme DANIEL
Domaine : Finances

SOMMAIRE

1. Le contexte
2. Le cadre juridique
3. Le bilan patrimonial
4. L'actif immobilisé
5. L'intégration des immobilisations dans le cadre du contrat de concession Electricité

1. LE CONTEXTE

Le SDEC ENERGIE est tenu de réaliser un niveau de qualité comptable soutenu qui est contrôlé et validé par des organismes publics.
Il s'agit notamment de la Préfecture, de la DDFiP du Calvados mais aussi de la Chambre régionale des comptes.

Les conclusions des contrôles établis par les organismes publics valident la qualité et la fiabilité des comptes du syndicat.

Ainsi le SDEC ENERGIE entend poursuivre cette dynamique/démarche de fiabilité des comptes. A titre d'exemple, le syndicat a mis en place des outils :

- Rédaction de procédures et de modes opératoires ;
- Acquisition d'un logiciel de gestion financière ;
- Formation des agents du service Finances ;
- Lancement du dispositif de contrôle interne ;
- Création d'indicateurs de pilotage comptable et financier.

Malgré la fiabilité de nos opérations comptables, la présentation du bilan patrimonial du syndicat présente des points faibles qui concernent plus spécifiquement de la gestion de l'actif immobilisé :

- D'une part, le syndicat n'établit pas d'inventaire physique de son patrimoine alors que la réglementation comptable impose cet inventaire.

- D'autre part, le syndicat n'intègre pas les biens de retour* financés par les concessionnaires. Cette absence d'écritures comptables produit une image incomplète du patrimoine du syndicat.

Les objectifs de la note de cadrage sont les suivants :

a) Répondre aux exigences des normes comptables en vigueur ;
b) Mettre en œuvre les recommandations de la Chambre régionale des comptes ;
c) Améliorer la connaissance de la composition de l'actif immobilisé ;
d) Piloter et suivre et analyser l'actif ;
e) Mettre en place une stratégie de gestion patrimoniale.

Enfin, cette démarche d'amélioration continue de nos opérations comptables prépare le syndicat à s'engager dans la **certification des comptes.**
Cette procédure vise à relever les dysfonctionnements ou risques d'un organisme ou, à l'inverse, à certifier de la qualité, de la régularité et de la sincérité des comptes annuels.

La loi du 7 août 2015 portant nouvelle organisation territoriale de la République (NOTRe) a entraîné de nombreuses évolutions dans le domaine de la décentralisation. Elle prévoit, en son article 110, une **expérimentation** des "*dispositifs destinés à assurer la régularité, la sincérité et la fidélité des comptes des collectivités territoriales et de leurs groupements, afin d'établir, notamment, les conditions préalables et nécessaires à une certification des comptes du secteur public local.*"

Cette expérimentation, confiée à la Cour des comptes et à son réseau de chambres régionales et territoriales des comptes, est menée **depuis 2016** auprès de **25 collectivités volontaires** (deux régions, six départements et dix communes notamment) aux tailles très différentes avec, pour la plus grande, la Ville de Paris. Cette expérimentation s'appuie sur la base de conventions conclues avec les ordonnateurs de ces collectivités. Un rapport intermédiaire sur l'expérimentation de la certification des comptes locaux de juin 2019 faisait un bilan d'étape. Dans son rapport final de janvier 2023, la Cour tire les enseignements des efforts conduits.

Il en ressort que, pour être concluant, le travail expérimental mené sur la certification "*suppose plusieurs évolutions comptables et de gestion*" pour se conformer aux objectifs formulés à l'article 47-2 de la Constitution selon lequel "*Les comptes des administrations publiques sont réguliers et sincères. Ils donnent une image fidèle du résultat de leur gestion, de leur patrimoine et de leur situation financière.*"

Néanmoins, en l'état actuel, l'objectif de certification est loin d'être tenu notamment en raison d'une gestion patrimoniale à améliorer.
Ce manque de fiabilité du bilan comptable est souligné dans certains rapports d'observations de Chambre régionale des comptes.

Dans son rapport, la Cour des comptes formule plusieurs recommandations, soulignant qu'il convient de :

- Disposer d'un compte financier unique à l'échelle de l'entité, fiable et lisible par tous ;
- Faire évoluer et stabiliser le référentiel comptable
- Organiser des missions d'audit externe
- Rendre obligatoire la mise en place du contrôle interne.

Pour mémoire, les comptes de l'Etat sont certifiés par la Cour des comptes.

Précision que cette note de cadrage :

- Sera probablement complétée par des procédures et des modes opératoires ;
- N'a pas vocation à expliciter dans le détail toutes les écritures comptables à réaliser.

2. LE CADRE JURIDIQUE

La gestion patrimoniale du SDEC ENERGIE s'appuie sur un cadre juridique dont les principales références sont les suivantes :

- Le décret relatif à la gestion budgétaire et comptable publique – 2012
- Le guide des opérations d'inventaire – 2014
- La charte nationale relative à la fiabilité des comptes publics locaux – 2014
- Le guide des opérations patrimoniales – 2017
- L'avis n°2021-04 relatif à la norme 6 « les immobilisations corporelles » - 2021
- L'avis n°2022-07 relatif à la norme 18 « les contrats concourant à la réalisation d'un service public » - 2022
- Le rapport d'observations de la Chambre régionale des comptes – 2023
- L'instruction budgétaire et comptable M57 –2024

3. LE BILAN PATRIMONIAL

Pour rappel, le patrimoine du SDEC ENERGIE est répertorié dans le compte de bilan.

Le bilan est une photographie de la situation patrimoniale du syndicat à la clôture de l'exercice, soit au 31 décembre. Il retrace donc le patrimoine du syndicat et les moyens financiers utilisés pour l'acquérir.

L'actif correspond aux emplois du syndicat et se décompose en deux parties :

- L'actif immobilisé,
- L'actif circulant.

Le passif correspond aux ressources permettant de disposer/d'acquérir l'actif et comporte trois parties :

- Les fonds propres,
- Les provisions,
- Les dettes.

Voici la présentation synthétique du bilan du syndicat au 31 décembre 2023.

BILAN SYNTHETIQUE 2023			
ACTIF		PASSIF	
1-Actif immobilisé	589 650	1-Fonds propres	615 000
• Immobilisations incorporelles	10 500	• Subventions d'investissement	
• Immobilisations corporelles	551 150	• Réserves	
• Autres immobilisations	28 000	• Report à nouveau	
		• Résultat de l'exercice	
		• Autres	
2-Actif circulant	47 900	2-Provisions	600
• Créances	13 700	• Pour risques et charges	
• Disponibilités (trésorerie)	34 200		
		3-Dettes	21 950
		• Financières (emprunts)	6 500
		• Non financières (fournisseurs)	15 450
TOTAL	637 550	TOTAL	637 550

Sur la période 2021-2023 – soit 3 exercices comptables, il convient de retenir les éléments suivants du compte de bilan :

- La valeur du patrimoine du syndicat est en hausse constante passant de 602 M€ en 2021 à 637 M€ en 2023 qui s'explique principalement par :
  - Le niveau soutenu des travaux sur les réseaux et des disponibilités, du côté de l'actif
  - Les fonds propres et notamment les subventions d'investissement du côté du passif
- Le montant de l'actif immobilisé représente environ 90% du montant total de l'actif.
- Le montant des fonds propres représente environ 95% du montant total du passif.
- La structure du bilan est saine et permet de confirmer la solidité financière du syndicat.

NB 1 : Le bilan comptable du SDEC ENERGIE n'intègre pas les immobilisations des biens concédés, dans le cadre du contrat de concession Electricité. Autrement dit, le syndicat s'inscrit dans son patrimoine les immobilisations en actifs et les contreparties au passif.

4. L'ACTIF IMMOBILISE

Dans cette partie, nous étudions uniquement l'actif immobilisé du syndicat.

4.1. LES IMMOBILISATIONS

4.1.1. La définition des immobilisations

Le patrimoine du SDEC ENERGIE est composé des immobilisations qui sont des dépenses imputables en section d'investissement (classe 2 du bilan), destinées à servir de manière durable l'activité du syndicat.

Les immobilisations du syndicat sont classées selon **trois catégories** :

a) Les immobilisations corporelles

Elles couvrent l'achat du terrain et la construction du bâtiment administratif, l'acquisition des matériels informatiques et bureautiques, le mobilier, les véhicules de service ...

b) Les immobilisations en cours

Il s'agit des travaux des réseaux d'électricité non terminés à la fin de l'exercice comme les effacements des réseaux.

c) Les immobilisations incorporelles

Elles concernent les subventions d'équipement versées aux tiers privés ou publics, les frais d'études, les logiciels, les licences.

NB 2 : le syndicat, étant une collectivité territoriale, n'a pas d'immobilisations financières.

Les immobilisations sont intégrées dans le patrimoine du syndicat selon plusieurs modes d'acquisition :

- L'acquisition à titre onéreux

Il s'agit du bâtiment administratif, des véhicules de services, des matériels informatiques et bureautiques, du réseau public d'électricité, de la construction de réseau de chaleur, de l'installation des bornes de recharges ou de stations hydrogène...

- La mise à disposition dans le cadre d'un transfert de compétences

Il s'agit des installations d'éclairage public ou de signalisation lumineuse ...

4.1.2. La définition d'un bien

Un bien est comptabilisé en immobilisation s'il répond aux **5 critères cumulatifs** suivants :

a) Le bien est destiné à rester durablement (il n'est donc pas consommé au premier usage) dans le patrimoine de la collectivité territoriale ou à augmenter la valeur et/ou la durée de vie du bien immobilisé.
b) Le bien est un élément identifiable (il peut être séparé de l'activité de la collectivité).
c) Le bien, selon le plan comptable général, est un élément utilisé pour une activité, et dont les avantages futurs profiteront à des tiers ou à la collectivité conformément à sa mission.
d) Le bien est un élément contrôlé par la collectivité (le droit de propriété n'est pas suffisant ni indispensable pour la comptabilisation d'une immobilisation).
e) L'évaluation doit être déterminée avec une fiabilité suffisante.

Exemple :
L'acquisition de véhicule est une immobilisation corporelle qui est imputée en dépense d'investissement au chapitre 21 - immobilisations corporelles et à l'article 21828 – Autres matériels de transport
L'entretien technique du véhicule est une dépense de fonctionnement imputé à l'article 61551.

4.1.3. La procédure de gestion des immobilisations

Le SDEC ENERGIE définit les modalités de gestion des immobilisations pour les intégrer, pour les modifier ou pour les sortir en cas de vente ou de destruction :

- Les services gestionnaires procèdent à l'acquisition d'une immobilisation selon les crédits votés par le Comité syndical et les imputations de l'instruction comptable M57.
- Les services gestionnaires confirment la dépense d'investissement en validant la commande, la facture et le service fait.
- Le service Finances prépare le mandat de la facture de la dépense d'investissement et ouvre une fiche d'immobilisation détaillant les caractéristiques du bien, à l'aide du logiciel de gestion financière « E.Sedit GF ».
- Le service Finances valide les caractéristiques de la fiche d'immobilisation nouvellement créée, à chaque intégration de bien.
- Le service Finances pointe les délibérations/décisions du SDEC ENERGIE transmises par la Direction générale concernant les immobilisations (acquisitions, transfert de biens, cessions).
- Le service Finances met à jour **l'état des immobilisations** du syndicat – annexe 1 - associé de la **fiche d'immobilisation** – annexe 2 -, **une fois par trimestre.** Le pointage des immobilisations permet de vérifier les données comptables suivantes :
  - Le libellé
  - L'article
  - L'actif brut
  - La valeur nette comptable
  - La durée d'amortissement
  - L'année du début d'amortissement
- Le service Finances vérifie la concordance de l'état des immobilisations produit par le SDEC ENERGIE avec l'état de l'inventaire fourni par la Paierie Départementale.
- En cas d'écart, le service Finances réalise les ajustements nécessaires concernant l'état des immobilisations notamment des fiches d'immobilisation.

Missions du service Finances
- ✓ Enregistrer les nouvelles immobilisations dans le logiciel de gestion financière, à partir des dépenses d'investissement
- ✓ Vérifier les données de l'état des immobilisations et de la fiche d'immobilisation : libellé, article, actif brut, valeur nette comptable, durée d'amortissement, année du début d'amortissement
- ✓ Vérifier la concordance avec l'état de la Paierie départementale

4.1.4. L'intégration des immobilisations en cours

Lors de la réalisation d'une immobilisation pluriannuelle (ex : travaux d'effacement des réseaux), celle-ci est comptabilisée à un compte 23. Une fois les travaux achevés, ce compte est soldé par transfert au débit du compte d'imputation définitive 21 correspondant.
Chaque année, le SDEC ENERGIE doit procéder à l'intégration des immobilisations en cours qui sont achevées.

Avant le 31 décembre 2022

Par souci de simplification et de rattrapage des écritures comptables oubliées, il est convenu que le service Finances :
- procède à l'intégration des dépenses d'investissement imputées au 23 vers le chapitre 21 pour toutes les dépenses de l'année même si les travaux ne sont pas terminés.
- Génère une seule immobilisation pour l'ensemble des dépenses relevant de la même nature de travaux (ex : 1 numéro d'immobilisation pour les travaux sur les réseaux d'électricité)

A compter du 1er janvier 2023

Le SDEC ENERGIE doit présenter l'état des comptes d'intégration des immobilisations en cours à la Paierie départementale, il est convenu la méthode suivante :

- Extraire l'état des comptes à intégrer concernant les dépenses d'investissement à intégrer au chapitre 21 pour chacun des trois budgets, à partir du logiciel de gestion financière
- Considérer que tous les travaux mandatés sur l'année N-1 sont intégrés sur l'exercice N
- Indiquer les mentions suivantes dans l'état des comptes à intégrer :
  - Le numéro d'imputation initial
  - Le numéro d'imputation définitif
  - Le numéro d'inventaire
  - Le libellé de l'immobilisation
  - La durée d'amortissement
  - La valeur brute
- Préparer un certificat administratif par budget des comptes à intégrer, signé par la Présidente

NB 3 : la ventilation des immobilisations à intégrer se fait par programme d'investissement :
- **Renforcement**
- **Extension**
- **Effacement**
- **Eclairage public**
- **Signalisation lumineuse**
- **Mobilité durable**
- **Energies renouvelables – panneaux solaires**
- **Energies renouvelables – réseaux de chaleur**

Missions du service Finances
- ✓ Extraire un état des comptes à intégrer du chapitre 23 au chapitre 21
- ✓ Etablir un certificat administratif des comptes à intégrer

4.2. LES AMORTISSEMENTS

4.2.1. La définition des amortissements

L'amortissement est obligatoire pour les immobilisations acquises à compter du 1er janvier 2004.
Le SDEC ENERGIE adopte un **amortissement linéaire** des immobilisations.

L'amortissement est la constatation comptable de l'amoindrissement de la valeur des immobilisations résultant de l'usage, du temps, du changement de technique ou de toute autre cause, par une écriture d'ordre donnant lieu à l'ouverture de crédits budgétaires :

- En dépense de fonctionnement pour constater la dépréciation par la dotation aux amortissements ;
- En recette d'investissement pour provisionner l'éventuel remplacement du bien par la provision.

Le Comité syndical a fixé les durées d'amortissement par bien ou catégorie de biens, par délibération du 28 mars 2024 pour les biens relevant du budget principal et des deux budgets annexes.

Tous les biens, même complètement amortis, restent inscrits à l'inventaire jusqu'à leur sortie. Les biens d'un montant strictement inférieur à 1 500 € sont amortis sur 1 an et sont sortis de l'inventaire comptable sur indication de l'ordonnateur, par délibération du Comité syndical du 18 décembre 2014.

Tout plan d'amortissement commencé doit être poursuivi jusqu'à son terme sauf en cas de fin d'utilisation du bien (cession, réforme, affectation...). Le plan d'amortissement ne peut être modifié qu'en cas de changement significatif dans les conditions d'utilisation du bien et par décision du Comité syndical.

Exemple :
Acquisition de véhicule
Année d'achat : 2024
Valeur d'achat : 30 000€
Durée d'amortissement : 5 ans
Montant de l'amortissement : valeur d'achat/durée d'amortissement (30 000€/5 ans = 6 000€)

Année	Montant de l'amortissement	Valeur nette comptable
2024	6 000€	24 000€
2025	6 000€	18 000€
2026	6 000€	12 000€
2027	6 000€	6 000€
2028	6 000€	0€

4.2.2. La procédure de gestion des amortissements

4.2.2.1. Pour le budget principal

Avant le 31 décembre 2021
Le SDEC ENERGIE définit les modalités d'amortissement des biens et des subventions comme suit, et selon l'instruction budgétaire et comptable M14 :

- Le syndicat applique l'amortissement des biens faisant partie des immobilisations corporelles, incorporelles et financières selon les délibérations du Comité syndical.
- Le syndicat fait le choix d'un amortissement linéaire de ses immobilisations.
- Le syndicat n'applique pas le principe de « prorata temporis » et calcule l'amortissement à compter du janvier N+1.
- Le syndicat détermine le seuil (montant en euros) des biens de faible valeur qui sont amortis sur un an au taux de 100%. Par délibération du Comité syndical, le SDEC ENERGIE fixe le seuil à 1 500€.

- Le syndicat détermine la durée d'amortissement de chaque immobilisation en correspondance avec la durée de vie de l'immobilisation.

En termes de méthodologie,

- La Commission Administration Finances étudie les questions relatives aux immobilisations et fait des propositions aux instances de décision.
- Le Bureau syndical est saisi de ces questions pour avis.
- Le Comité syndical est l'autorité délibérante, seule compétente pour valider les propositions et délibérer.
- Toutes les modalités d'application des amortissements font l'objet de délibérations prises par le Comité syndical.
- Les modalités d'amortissement s'applique à la fois au budget principal et aux budgets annexes.

A compter du 1er janvier 2022
Le SDEC ENERGIE a, par délibération du Comité syndical en date du 30 septembre 2021, adopté la mise en place de l'instruction budgétaire et comptable M57 à compter du 1er janvier 2022 pour le budget principal uniquement.
Concernant les modalités d'amortissement des biens et des subventions citées plus haut, il convient de souligner un changement :

- Le syndicat applique **le principe de « prorata temporis »** (amortissement d'une immobilisation à compter de sa date de mise en service) pour les nouvelles acquisitions entrant dans le patrimoine à compter du 1er janvier 2022.
- Le service Finances enregistre le bien dans l'état des immobilisations, à la date d'acquisition du bien (1er facture mandatée) et l'amortissement commence au 1er jour du mois suivant l'acquisition.
- Le service Finances met à jour l'état des amortissements du syndicat, **une fois par trimestre** et contrôle les données comptables suivantes :
  - L'objet
  - Le compte et l'article
  - La durée d'amortissement
  - L'année du début d'amortissement

NB 4 : l'amortissement porte sur le montant TTC du bien pour le budget principal hors champ du contrat de concession.
NB 5 : l'amortissement porte sur le montant HT du bien pour le budget principal dans le champ du contrat de concession.

4.2.2.2. Pour les budgets annexes

Le SDEC ENERGIE définit les modalités d'amortissement des biens et des subventions comme suit, et selon l'instruction budgétaire et comptable M4 pour les deux budgets annexes :

- Le syndicat applique l'amortissement des biens faisant partie des immobilisations corporelles et incorporelles.
- Le syndicat fait le choix d'un amortissement linéaire de ses immobilisations.
- Le syndicat applique **le principe de « prorata temporis »** à compter du 1er janvier 2022 ou 2023.
- Le syndicat détermine le seuil (montant en euros) des biens de faible valeur qui sont amortis sur un an au taux de 100%. Par délibération du Comité syndical, le SDEC ENERGIE fixe le seuil à 1 500€.

- Le syndicat détermine la durée d'amortissement de chaque immobilisation en correspondance avec la durée de vie de l'immobilisation.

- Le service Finances enregistre le bien dans l'état des immobilisations, à la date d'acquisition du bien (1er facture mandatée) et l'amortissement commence au 1er jour du mois suivant l'acquisition.

- Le service Finances met à jour l'état des amortissements du syndicat, **une fois par trimestre,** et contrôle les données comptables suivantes :
  - L'objet
  - L'article
  - La durée d'amortissement
  - L'année du début d'amortissement

NB 6 : l'amortissement porte sur le montant HT du bien pour les deux budgets annexes.
NB 7 : en cas d'absence de déclenchement de la période d'amortissement d'une immobilisation en année N, le syndicat ne procède pas au rattrapage de la période mais décale la période d'amortissement.

Missions du service Finances
- ✓ Appliquer le principe du prorata temporis à tous les budgets
- ✓ Vérifier la durée d'amortissement selon la délibération en vigueur (Comité syndical du 28 mars 2024)

4.2.3. La durée d'amortissement

La durée d'amortissement des biens est déterminée par délibération du Comité syndical du 28 mars 2024.

BUDGET PRINCIPAL			
COMPTE	**COMPTE AMORTISSEMENT ASSOCIE**	**LIBELLE**	**DUREE D'AMORTISSEMENT EN ANNEE**
20 - IMMOBILISATIONS INCORPORELLES			
2031	28031	Frais d'études	1
20411x	280411x	Subventions d'équipement versées - Etat	1
20414x	280414x	Subventions d'équipement versées - Communes	1
20415x	280415x	Subventions d'équipement versées - Groupements de collectivités	1
2042x	280422x	Subventions d'équipement versées - Personne de droit privée	1
2051	28051	Concessions et droits similaires, brevets, licences, logiciels	5
21 - IMMOBILISATIONS CORPORELLES			
21318	281318	Construction des autres bâtiments publics - réseau technique de chaleur	30
21351	281351	Installations générales, agencements, aménagements des constructions des bâtiments publics	10
2152	28152	Installations de voirie – stations de recharge d'hydrogène	10
21534	281534	Réseaux d'électrification – sécurisation, raccordement, extension, effacement hors éclairage et hors génie civil	40
21538	281538	Autres réseaux – génie civil	20
217534	2817534	Réseaux d'électrification mis à disposition – réseau d'Eclairage Public	30
217534	2817534	Réseaux d'électrification mis à disposition - réseau de Signalisation Lumineuse	30
21568	281568	Autres matériels et outillages d'incendie et défense civile	1
21828	281828	Autres matériels de transport	5

BUDGET ANNEXE « ENERGIES RENOUVEABLES »			
2031	28031	Frais d'études	1
2051	28051	Concessions et droits assimilés	5
2138	28138	Autres constructions - Réseau de chaleur	30
2153	28153	Installations à caractère spécifique - Panneaux photovoltaïques	20
21753	281753	Installations à caractère spécifique mis à disposition – Panneaux photovoltaïques	20
BUDGET ANNEXE « MOBILITE DURABLE »			
2031	28031	Frais d'études	1
2051	28051	Concessions et droits assimilés	5
2153	28153	Installations à caractère spécifique - Infrastructures de recharge pour véhicules électriques	15
2153	28153	Installations à caractère spécifique - stations de recharge d'hydrogène	15
21753	**281753**	Installations à caractère spécifique mis à disposition	10
2188	28188	Autres immobilisations corporelles	5

4.3. LES INVENTAIRES

4.3.1. La définition de l'inventaire

Chaque année, le SDEC ENEGIE **doit établir deux inventaires** conformément à l'instruction comptable :

a) **L'inventaire physique** – annexe 3 - recense tous les biens du syndicat.

Jusqu'en 2022, le syndicat ne produisait pas d'inventaire physique de l'ensemble de ses biens.
Au 31 décembre 2023, le syndicat établit son premier inventaire physique alimenté par trois sources :

1) L'acquisition d'immobilisations par le syndicat,
2) L'acquisition de biens dans le cadre de l'exercice des compétences statutaires dont fait partie la mise à disposition de biens dans le cadre de transfert de compétences par les communes ou EPCI,
3) L'intégration des immobilisations réalisées par les concessionnaires.

NB 8 : en 2023 et 2024, l'inventaire physique n'intègre pas les immobilisations réalisées par les concessionnaires.

L'inventaire physique est constitué et actualisé à partir d'une liste de recensements des biens qui comporte les éléments suivants :

Acquisition d'immobilisations par le syndicat	Acquisition de biens dans le cadre de l'exercice des compétences statutaires
• Le numéro du bien (à définir pour être concordant avec celui de l'inventaire comptable, numéro d'inventaire = numéro d'immobilisation ?) • Le libellé du bien • La description du bien • La quantité • L'unité de mesure : un nombre de pièces, un poids, une longueur ... • La valeur du bien = prix d'achat • La date d'entrée (= date d'acquisition ou date de transfert) • Le service gestionnaire • L'emplacement du bien • Le mode d'acquisition : à titre onéreux, à titre gratuit, par transfert	• Le nom de la commune • La date de délibérations • La compétence transférée le cas échéant • Le numéro du bien (à définir pour être concordant avec celui de l'inventaire comptable, numéro d'inventaire = numéro d'immobilisation ?) • Le libellé du bien • La description du bien • La quantité • L'unité de mesure : un nombre de pièces, un poids, une longueur ... • La valeur du bien = prix d'achat • La date d'entrée (= date d'acquisition ou date de transfert) • Le service gestionnaire

L'inventaire physique est formalisé dans un tableau excel et comporte deux volets :

- La liste des biens acquis par le syndicat,
- La liste des biens dans le cadre de l'exercice des compétences statutaires.

Il est alimenté à partir de données venant des :

- Des délibérations concordantes
- Des états contradictoires lors du transfert de compétences
- D'un rapport annuel de l'exercice de la compétence remis aux communes et EPCI établi à partir de l'applicatif « métier »

Il est mis à jour annuellement au 31 décembre, en prenant en compte les entrées et les sorties d'immobilisations réalisées en cours d'année. Par exemple, le don de mobiliers bureautiques à des communes comme sortie de biens ou l'achat de véhicules comme entrée de biens.

b) **L'inventaire comptable** recense les actifs incorporels et corporels ainsi que la dette.
Il définit les caractéristiques comptables des immobilisations : sa valeur brute initiale, sa valeur nette après amortissement

La tenue des deux inventaires est de la responsabilité du SDEC ENERGIE.

4.3.2. La gestion des inventaires

Le service Finances prend en charge la tenue des inventaires, à compter du 1er janvier 2023 :

- Les services gestionnaires procèdent à l'acquisition d'une immobilisation selon les crédits votés par le Comité syndical et les imputations de l'instruction comptable M57.
- Les services gestionnaires confirment la dépense d'investissement en validant la commande, la facture et le service fait.
- Le service Finances saisit les caractéristiques du bien dans l'inventaire physique dans un tableau excel et dans l'inventaire comptable lors de l'intégration de l'immobilisation dans le logiciel de gestion financière.
- Le service Finances vérifie la concordance de l'inventaire physique et de l'inventaire comptable, **une fois par trimestre** et contrôle les données comptables suivantes :
  - Le libellé
  - La description du bien
  - L'article
  - La valeur nette comptable
  - La durée d'amortissement
  - L'année du début d'amortissement
- Le service Finances, après pointage, identifie et corrige les écarts/anomalies.
- Le service Finances transmet les états des inventaires au comptable public de la Palerie départementale pour vérifier la concordance des données.

La liste des biens à recenser dans l'inventaire physique des biens acquis :

Famille de biens	Détail	Oui	Non
Les locaux	Accueil	X	
	Fresque du climat	X	
	Espace game	X	
Les véhicules	Voiture thermique et électrique, hybrides	X	
	Vélo électrique	X	
	IRVE	X	
Les matériels bureautiques	Ecran d'ordinateur	X	
	Ecran de salle de réunion	X	
	Clavier		X
	Souris		X
	Téléphone fixe	X	
	Téléphone portable	X	
	Caméras		X
	Microphones		X
	Connecteur		X
	Support écran		X
Le mobilier	Fauteuil	X	
	Chaise	X	
	Table	X	
	Armoire	X	
	Réfrigérateur	X	

	Cave à vin	X	
	Lave-vaisselle	X	
	Micro-onde		X
Les matériels informatiques	Ordinateur fixe	X	
	Ordinateur portable	X	
	Tablette	X	
	Imprimante	X	
	Photocopieur	X	
	Câble HDMI		X
Autres matériels	Aquarium	X	
	Extincteurs		X
	Présentoirs		X

4.3.3. Le numéro d'immobilisation

Chaque immobilisation doit être consignée sous un numéro d'inventaire choisi par le syndicat.
Une immobilisation en cours (en 23) conserve le même numéro inventaire lors de son intégration en immobilisation définitive (en 21).
Chaque numéro inventaire doit être attribué au plus tard à l'émission du mandat d'acquisition du bien (création de la fiche inventaire et prise en compte en comptabilité).

Un même numéro d'inventaire ne peut pas être attribué à plusieurs biens (plusieurs imputations budgétaires.
Un numéro d'inventaire attribué ne peut en aucun cas faire l'objet d'une seconde attribution pour une autre immobilisation.

Ce numéro d'inventaire est répertorié dans la fiche inventaire et permet le suivi des immobilisations.

Il existe trois types de suivi :

a) Suivi individualisé d'un bien :
1 bien /1 fiche immobilisation / 1 n° d'inventaire unique

b) Suivi semi-globalisé de bien :
X biens acquis dans le même lot / 1 fiche immobilisation /1 n° d'inventaire unique

c) Suivi globalisé par lot homogène de bien :
X biens (même si commande différente) / 1 fiche immobilisation par an / 1 n° d'inventaire unique

Compte tenu de la spécificité de l'activité du SDEC ENERGIE, il est convenu de privilégier :

- Le suivi individualisé par les biens destinés aux agents (ordinateur ? mobilier ? véhicules ?)
- Le suivi globalisé par lot (soit par type de travaux ou par compétence) concernant les immobilisations pour le compte des collectivités adhérentes (travaux sur réseaux et transition énergétique)

Missions du service Finances

- ✓ Vérifier la concordance des données communes entre l'inventaire physique et l'inventaire comptable
- ✓ Vérifier la concordance de l'inventaire comptable du SDEC ENERGIE et l'inventaire comptable de la Paierie départementale

5. L'INTEGRATION DES IMMOBILISATIONS DANS LE CADRE DU CONTRAT DE LE CONTECONCESSION ELECTRICITE

5.1. Le contexte

Le cadre réglementaire comptable, rappelé par la Cour des comptes, conduit à s'interroger sur la fiabilité de la gestion du patrimoine des biens concédés portés par Enedis le SDEC ENERGIE.
Le SDEC ENERGIE, comme l'ensemble des syndicats d'énergie n'intègre pas les immobilisations des biens concédés dans son compte de bilan. Aucune inscription comptable n'est réalisée par le syndicat.

5.2. Les problématiques

Enedis et le SDEC ENERGIE ont défini leur propre règles internes pour prendre en charge la gestion de leur patrimoine.
Des écarts sont donc constatés dans le traitement des immobilisations :

- ✓ Niveau de granularité des inventaires différent entre les deux parties
- ✓ Pas de mise à jour de l'inventaire physique et comptable du syndicat
- ✓ Prise en compte de revalorisation des biens acquis dans le cadre de la maitrise d'ouvrage du syndicat
- ✓ Durée d'amortissement différente pour un même bien

De ce constat, découlent plusieurs questions :

- ✓ Comment concorder l'inventaire physique d'Enedis et l'inventaire physique du SDEC ENERGIE ?
- ✓ Comment concorder l'inventaire comptable d'Enedis et l'inventaire comptable du SDEC ENERGIE ?
- ✓ Quelle mise en cohérence des inventaires comptables ?
- ✓ Quelles écritures et imputations comptables réalisées pour le syndicat ?
- ✓ Comment intégrer des immobilisations en cours d'amortissement ?
- ✓ Comment neutraliser les biens ayant fait l'objet d'une inscription dans la comptabilité Enedis et la comptabilité du SDEC ENERGIE ?
- ✓ Quelle est la procédure à mettre en place ?

5.3. Les propositions

- ✓ Etablir un inventaire physique et physique du SDEC ENERGIE
- ✓ Demander à Enedis l'état des immobilisations de la concession, les inventaires et l'état des amortissements
- ✓ Solliciter les services de la Paierie départementale pour valider la méthode et les écritures comptables
- ✓ Informer Enedis de la méthode retenue
- ✓ Valider la procédure par délibération du Comité syndical

DELIBERATIONS DU COMITE SYNDICAL DU SDEC ÉNERGIE DU 29 JUIN 2023 A 14H00

Etabli en application des dispositions du Décret n°2021-1311 du 7 novembre 2021.

L'an deux mille vingt-trois, le 29 juin, le Comité Syndical du Syndicat Départemental d'Energies du Calvados, légalement convoqué le vendredi 23 juin 2023, s'est réuni, à 14h, en séance publique, dans la salle Normandie de la Chambre de Commerce et d'Industrie Caen Normandie à Saint-Contest, sous la présidence de Madame Catherine GOURNEY-LECONTE, Présidente.

Ont été adoptées les délibérations suivantes :

Délibération		
N° d'ordre	**Objet**	**Décision**
2023-03-CS-DB-01	Rapport d'observations définitives de la Chambre régionale des comptes Normandie, relatives à la gestion du SDEC ÉNERGIE - Exercices 2017 à 2021	Adoptées à l'unanimité
2023-03-CS-DB-02	Mise à jour de la composition de la Commission Consultative des Services Publics Locaux (CCSPL)	
2023-03-CS-DB-03	Rapport de mission de contrôle 2022 données 2021 - ANTARGAZ ENERGIES	Adoptée par 83 voix POUR et 1 ABSTENTION
2023-03-CS-DB-04	Rapport de mission de contrôle 2022 données 2021 - PRIMAGAZ	Adoptées à l'unanimité
2023-03-CS-DB-05	Accord de méthode relatif aux discussions à engager en vue du renouvellement des traités de concession pour le service public de la distribution publique de gaz naturel avec GRDF	
2023-03-CS-DB-06	Avenant n° 6 à la convention de concession pour le service public de la distribution de gaz conclue le 26 octobre 2007 avec ANTARGAZ ENERGIES	
2023-03-CS-DB-07	Avenant n° 7 à la convention de concession pour le service public de la distribution de gaz conclue le 26 décembre 2008 avec ANTARGAZ ENERGIES	
2023-03-CS-DB-08	Convention relative au rattachement d'ouvrages de raccordement et de renforcement de deux unités de production favorisant l'injection de gaz renouvelable entre le SDEC ÉNERGIE et GRDF - LANDES-SUR-AJON et VAL d'ARRY	
2023-03-CS-DB-09	Convention relative au rattachement d'ouvrages de raccordement d'unité de production favorisant l'injection de gaz renouvelable entre le SDEC ÉNERGIE et GRDF - ETREHAM- SULLY - MAISONS	
2023-03-CS-DB-10	Durée d'amortissement des immobilisations	
2023-03-CS-DB-11	Gestion pluriannuelle des investissements - 2ème PPI 2023/2026 sur les réseaux publics d'electricite dans le cadre de la concession - Autorisations de paiement et crédits de paiement (AP/CP)	
2023-03-CS-DB-12	Gestion pluriannuelle des investissements relatifs aux travaux d'effacement des réseaux - Autorisation de paiement et crédits de paiement (AP/CP)	
2023-03-CS-DB-13	Gestion pluriannuelle des investissements des infrastructures de recharge de véhicules électriques - Autorisation de paiement et crédits de paiement (AP/CP)	
2023-03-CS-DB-14	Gestion pluriannuelle des investissements relatifs au programme d'efficacité énergétique - Autorisation de paiement et crédits de paiement (AP/CP)	
2023-03-CS-DB-15	Financement des participations des membres aux travaux par fonds de concours	

Le secrétaire de séance,

Cédric POISSON

La Présidente,

Catherine GOURNEY-LECONTE

Ces délibérations sont consultables, sur demande auprès du service des assemblées, pendant les horaires d'ouverture du Syndicat.

Délibérations examinées par le Comité Syndical du 29 juin 2023
Mise en ligne sur https://www.sdec-energie.fr le 5 juillet 2023
Consultables, sur demande auprès du service des assemblées, pendant les horaires d'ouverture du Syndicat

DELIBERATIONS DU COMITE SYNDICAL DU SDEC ÉNERGIE DU 12 OCTOBRE 2023 A 9H30

Etabli en application des dispositions du Décret n°2021-1311 du 7 novembre 2021.

L'an deux mille vingt-trois, le 12 octobre, le Comité Syndical du Syndicat Départemental d'Energies du Calvados, légalement convoqué le vendredi 06 octobre 2023, s'est réuni, à 14h, en séance publique, dans la Grange aux Dîmes de l'Abbaye d'Ardenne à Saint-Germain-la-Blanche-Herbe, sous la présidence de Madame Catherine GOURNEY-LECONTE, Présidente.

Ont été adoptées les délibérations suivantes :

Délibération		
N° d'ordre	**Objet**	**Décision**
2023-04-CS-DB-01	Nomination des représentants au Comité Régional de l'Energie de Normandie	Adoptée à l'unanimité
2023-04-CS-DB-02	Financement des participations des membres aux travaux par fonds de concours	
2023-04-CS-DB-03	Passage de la commune de May-sur-Orne en catégorie B2 - Reversement de la TICFE	
2023-04-CS-DB-04	Budget principal 2023 - Décision Modificative n°1	
2023-04-CS-DB-05	Rapport de mission de contrôle 2022, données 2021 - GRDF	
2023-04-CS-DB-06	Rapport de mission de contrôle 2022, données 2021 - ENEDIS-EDF	
2023-04-CS-DB-07	Rapport de l'Autorité concédante relatif au bilan définitif du programme pluriannuel d'investissements 2019/2022 (investissements du Concessionnaire)	

Le secrétaire de séance,

Patrice GERMAIN

La Présidente,

Catherine GOURNEY-LECONTE

Ces délibérations sont consultables, sur demande auprès du service des assemblées, pendant les horaires d'ouverture du Syndicat.

Délibérations examinées par le Comité Syndical du 12 octobre 2023
Mise en ligne sur https://www.sdec-energie.fr le 17 octobre 2023
Consultables, sur demande auprès du service des assemblées, pendant les horaires d'ouverture du Syndicat

DELIBERATIONS DU COMITE SYNDICAL DU SDEC ÉNERGIE DU 20 JUIN 2024 A 14H00

Etabli en application des dispositions du Décret n°2021-1311 du 7 novembre 2021.

L'an deux mille vingt-quatre, le 20 juin, le Comité Syndical du Syndicat Départemental d'Energies du Calvados, légalement convoqué le jeudi 13 juin 2024, s'est réuni, à 14h, en séance publique, à Saint-Contest (Salle Normandie de la Chambre de Commerce et d'Industrie Caen Normandie), sous la présidence de Madame Catherine GOURNEY-LECONTE, Présidente.

Ont été adoptées les délibérations suivantes :

N° d'ordre	Objet	Décision
2024-03-CS-DB-01	Adhésion de la commune de Blainville-sur-Orne au SDEC ÉNERGIE pour le transfert de sa compétence "Eclairage Public"	A l'unanimité
2024-03-CS-DB-02	Financement des participations des membres aux travaux par fonds de concours	
2024-03-CS-DB-03	Convention relative au rattachement d'ouvrages de renforcement favorisant l'injection de gaz renouvelable entre le SDEC ENERGIE et GRDF	
2024-03-CS-DB-04	Rapport de mission de contrôle 2023 - données 2022 - GRDF	
2024-03-CS-DB-05	Rapport de mission de contrôle 2023 - données 2022 - ANTARGAZ ENERGIES	
2024-03-CS-DB-06	Rapport de mission de contrôle 2023 - données 2022 - PRIMAGAZ	

Le secrétaire de séance,

Philippe LAGALEE

La Présidente,

Catherine GOURNEY-LECONTE

Ces délibérations sont consultables, sur demande auprès du service des assemblées, pendant les horaires d'ouverture du Syndicat.

Délibérations examinées par le Comité Syndical du 20 juin 2024
Mise en ligne sur https://www.sdec-energie.fr le 25 juin 2024

DELIBERATIONS DU COMITE SYNDICAL DU SDEC ÉNERGIE DU 10 OCTOBRE 2024 A 14H00

Etabli en application des dispositions du Décret n°2021-1311 du 7 novembre 2021.

L'an deux mille vingt-quatre, le 10 octobre, le Comité Syndical du Syndicat Départemental d'Energies du Calvados, légalement convoqué le vendredi 4 octobre 2024, s'est réuni, à 14h, en séance publique, à Saint-Contest (Salle Normandie de la Chambre de Commerce et d'Industrie Caen Normandie), sous la présidence de Madame Catherine GOURNEY-LECONTE, Présidente.

Ont été adoptées les délibérations suivantes :

N° d'ordre	Objet	Décision
2024-04-CS-DB-01	Adhésion de la communauté de communes Isigny-Omaha Intercom au SDEC ÉNERGIE et transfert de sa compétence "Eclairage Public"	Par 80 voix POUR, 10 voix CONTRE et aucune ABSTENTION
2024-04-CS-DB-02	Budget principal 2024 - Décision modificative n°1	A l'unanimité
2024-04-CS-DB-03	Budget principal 2024 - Décision modificative n°2	
2024-04-CS-DB-04	Budget principal 2024 - Décision modificative n°3	
2024-04-CS-DB-05	Budget annexe "Mobilité durable" 2024 - Décision modificative n°1	
2024-04-CS-DB-06	Financements des participations des membres aux travaux par fonds de concours	
2024-04-CS-DB-07	Rapport de mission de contrôle 2023 données 2022 - ENEDIS - EDF	

Le secrétaire de séance,

Patrice GERMAIN

La Présidente,

Catherine GOURNEY-LECONTE

Ces délibérations sont consultables, sur demande auprès du service des assemblées, pendant les horaires d'ouverture du Syndicat.

Délibérations examinées par le Comité Syndical du 10 octobre 2024
Mise en ligne sur https://www.sdec-energie.fr le 15 octobre 2024

DATE DE PUBLICATION :

25 JUIN 2024

AR Préfectoral
le 25/06/2024

Acte Exécutoire sous référence :
014-200045938-20240620-24DL03CS005H1-DE

CGL – DB/2024 -

2024-03-CS-DB-5

SDEC ÉNERGIE

REUNION DU COMITE SYNDICAL
DU 20 JUIN 2024

Extrait du registre des délibérations

Exemple :

Objet : RAPPORT DE MISSION DE CONTROLE 2023 - DONNEES 2022 - ANTARGAZ ENERGIES

L'an deux mille vingt-quatre, le 20 juin, le Comité Syndical du Syndicat Départemental d'Energies du Calvados, légalement convoqué le jeudi 13 juin 2024, s'est réuni, à 14h, en séance publique, à Saint-Contest (Salle Normandie de la Chambre de Commerce et d'Industrie Caen Normandie), sous la présidence de Madame Catherine GOURNEY-LECONTE, Présidente.

Décision d'intérêt spécifique à la compétence « Gaz » :

Etaient présents :

COLLEGE		REPRESENTANTS	
		NOM	PRENOM
1.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	ASMANT	Alain
2.	CU CAEN LA MER	BAIL	Romain
3.	LISIEUX NORMANDIE	BAREAU	Anne-Marie
4.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	BAZIN	Hervé
5.	PRE BOCAGE INTERCOM	BAZIN	Philippe
6.	PAYS DE FALAISE	BENOIT	Dominique
7.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	BÉRARD	Gilles
8.	CU CAEN LA MER	BERT	Jean
9.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	BERTIN	Guy
10.	CU CAEN LA MER	BORDAIS	Martial
11.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	BOUGAULT	Rémi
12.	CU CAEN LA MER	BOUILLON	Jean-Pierre
13.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	BOUJRAD	Abderrahman
14.	CU CAEN LA MER	BOURDON	Alain
15.	CU CAEN LA MER	BOYER	Patrick
16.	CU CAEN LA MER	CASSIGNEUL	Cédric
17.	LISIEUX NORMANDIE	CHÉRON	Denis
18.	CU CAEN LA MER	COLLET	Céline
19.	LISIEUX NORMANDIE	COURCHAI	Pierre
20.	CU CAEN LA MER	DELVAL	Gilles
21.	CU CAEN LA MER	DEROO	Fabrice
22.	CU CAEN LA MER	DESMEULLES	Alain
23.	CU CAEN LA MER	DOUARD	Alain
24.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	FARIDE	François
25.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	FIEFFE	Patricia
26.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	FLEURY	Catherine
27.	PAYS DE FALAISE	FOUCAULT	Patrick
28.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	FURDYNA	Hubert
29.	CU CAEN LA MER	GANCEL	David
30.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	GERMAIN	Patrice
31.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	GIRARD	Henri
32.	CU CAEN LA MER	GODEFROY	Bruno
33.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	GODIER	Edith
34.	TERRE D'AUGE	GOHIER	Armand
35.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	GOURNEY-LECONTE	Catherine
36.	CU CAEN LA MER	GUENNOC	Jean-Yves
37.	CU CAEN LA MER	GUERIN	Daniel
38.	COEUR DE NACRE	GUILLOUARD	Jean-Luc
39.	SEULLES - TERRE ET MER	GUIMBRETIÈRE	Hervé
40.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	HUE	Sonia

41.	COEUR DE NACRE	JOUY	Franck
42.	CU CAEN LA MER	KANZA MIA DIYEKA	Théophile
43.	PRE BOCAGE INTERCOM	LE BOULANGER	Christophe
44.	CU CAEN LA MER	LE BRUN	Jean-Yves
45.	VAL ES DUNES	LE FOLL	Alain
46.	CU CAEN LA MER	LE PIFRE	Sophie
47.	CU CAEN LA MER	LEBORGNE	Hubert
48.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	LEBOURGEOIS	Michel
49.	CU CAEN LA MER	LECAPLAIN	Patrick
50.	CU CAEN LA MER	LECERF	Marc
51.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	LECONTE	Jean-Claude
52.	BAYEUX INTERCOM	LEPAULMIER	Jean
53.	PAYS DE FALAISE	LEROY	Eric
54.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	MALOISEL	Gilles
55.	LISIEUX NORMANDIE	MARIE	Alain
56.	CU CAEN LA MER	MARIE	Lionel
57.	COEUR DE NACRE	MAROS	Patrick
58.	CU CAEN LA MER	MAUGER	Didier
59.	CU CAEN LA MER	MONSIMIER	Philippe
60.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	MONTAIS	Jean-Pierre
61.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	MOREL	Jean-François
62.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	MULLER	Jean-Michel
63.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	PARIS	Françoise
64.	CU CAEN LA MER	PRIEUX	Alain
65.	VAL ES DUNES	QUILLET	Jean-Pierre
66.	BAYEUX INTERCOM	RAFFRAY	Gilbert
67.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	RANSON	Anne-Marie
68.	TERRE D'AUGE	RIOU	Corentin
69.	PRE BOCAGE INTERCOM	RUON	Vincent
70.	LISIEUX NORMANDIE	SAVIN	Jean-Bruno
71.	BAYEUX INTERCOM	TANQUEREL	Lucie
72.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	TOUILLON	Pascal
73.	CU CAEN LA MER	TRANCHIDO	Alain
74.	CU CAEN LA MER	VARLET	Gérard
75.	COEUR COTE-FLEURIE	VAUTIER	Dominique
76.	CU CAEN LA MER	ZANOVELLO	Jackie

Etaient absents ou excusés :

	COLLEGE	REPRESENTANTS	
		NOM	PRENOM
1.	CU CAEN LA MER	ALLAIRE	Stanislas
2.	COEUR COTE-FLEURIE	AMER	Nizar
3.	CU CAEN LA MER	AUDRIEU	Alain
4.	CU CAEN LA MER	BALAS	Jean-Pierre
5.	LISIEUX NORMANDIE	BAUCHET	Roland
6.	COEUR COTE-FLEURIE	BENOIST	Claude
7.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	BERGAR	Dominique
8.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	BERTAIL	Etienne
9.	CU CAEN LA MER	BERTHAUX	Thierry
10.	VAL ES DUNES	BIZET	Michel
11.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	BLANCHETIERE	Marcel
12.	LISIEUX NORMANDIE	BONHOMME	Valentin
13.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	BURNEL	Eric
14.	LISIEUX NORMANDIE	CAILLOT	Michel
15.	PAYS DE FALAISE	CHAUVET	Sébastien
16.	LISIEUX NORMANDIE	COLAS	Richard
17.	CU CAEN LA MER	COUTANCEAU	Bruno
18.	LISIEUX NORMANDIE	DALLOCCHIO	Jean-Pierre
19.	PAYS DE FALAISE	DAVID	Johannes
20.	CU CAEN LA MER	DE WINTER	Damien
21.	BAYEUX INTERCOM	DELOMEZ	Xavier
22.	LISIEUX NORMANDIE	DUJARDIN	Fabrice
23.	CU CAEN LA MER	DURAN	Marc

24.	CU CAEN LA MER	ESCACH	Nicolas
25.	VAL ES DUNES	EUDE	Christophe
26.	CU CAEN LA MER	GUÉGUÉNIAT	Franck
27.	SEULLES - TERRE ET MER	GUELLE	Jean-Denis
28.	PAYS DE FALAISE	HEURTIN	Jean-Yves
29.	CU CAEN LA MER	JOLY	Francis
30.	COEUR DE NACRE	LARSONNEUR	Bertrand
31.	BAYEUX INTERCOM	LAUNAY-GOURVES	Olivier
32.	PRE BOCAGE INTERCOM	LE MAZIER	Michel
33.	PRE BOCAGE INTERCOM	LECHAT	Anthony
34.	LISIEUX NORMANDIE	LEGRAIN	Gilles
35.	CU CAEN LA MER	LEMARIE	Yvon
36.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	LEVEQUE	Anthony
37.	CU CAEN LA MER	LIZORET	Didier
38.	CU CAEN LA MER	LOUVET	Vincent
39.	CU CAEN LA MER	MARIE	Mickaël
40.	CU CAEN LA MER	MARIE	Philippe
41.	CU CAEN LA MER	MATHON	Patrice
42.	CU CAEN LA MER	MAURY	Richard
43.	CU CAEN LA MER	MILLET	Marc
44.	CU CAEN LA MER	MULLER DE SCHONGOR	Isabelle
45.	CU CAEN LA MER	PHILIPPE	Jean-Marc
46.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	PITRAYES	Nicolas
47.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	POISSON	Cédric
48.	TERRE D'AUGE	POULAIN	Gérard
49.	CU CAEN LA MER	POULAIN	Jean-Paul
50.	CU CAEN LA MER	RENARD	Nicolas
51.	COEUR COTE-FLEURIE	REVERT	David
52.	CU CAEN LA MER	RICCI	Serge
53.	CU CAEN LA MER	SAINT	Thierry
54.	LISIEUX NORMANDIE	TARGAT	Dany
55.	TERRE D'AUGE	THIERRY	Linda
56.	CU CAEN LA MER	THOMAS	Angèle
57.	SEULLES - TERRE ET MER	VÉRET	Jean-Luc
58.	CU CAEN LA MER	WILLAUME	Ludwig

Autres excusés ayant donné pouvoirs :

	Représentant donnant pouvoir	COLLEGE	Représentant recevant pouvoir	COLLEGE
1.	Emmanuel BELLÉE	CU CAEN LA MER	CAPOËN Philippe	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ENERGIE
2.	Jérôme LANGLOIS	CU CAEN LA MER	LECERF Marc	CU CAEN LA MER
3.	Sébastien LECLERC	LISIEUX NORMANDIE	COURCHAI Pierre	LISIEUX NORMANDIE
4.	Nadine LEFEVRE-PROKOP	CU CAEN LA MER	ZANOVELLO Jackie	CU CAEN LA MER
5.	Jean-Paul LEMAIRE	CINGAL - SUISSE NORMANDE	BOUJRAD Abderrahman	CINGAL - SUISSE NORMANDE
6.	Christophe MORIN	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	GUIMBRETIÈRE Hervé	SEULLES - TERRE ET MER
7.	Ghislaine RIBALTA	CU CAEN LA MER	LAGALLE Philippe	EPCI
8.	Thierry SAGET	COEUR DE NACRE	GUILLOUARD Jean-Luc	COEUR DE NACRE

Secrétaire de séance : Monsieur Philippe LAGALLE représentant la Commission Locale d'Energie des EPCI, a été nommé secrétaire de séance.

REPRESENTANTS COMPETENCE « GAZ »	REPRESENTANTS COMPETENCE « GAZ » EN EXERCICE*	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
144	142	76	8	84

** Dans l'attente du remplacement de M. Gaëtan GERVAISE, représentant du Collège de Bayeux Intercom, ayant démissionné et de M. Patrick LEPLONGEON, représentant du Collège de Lisieux Normandie, décédé.*

VU, les dispositions du Code général des collectivités territoriales et notamment de l'article L.5211-10,

VU, les dispositions des articles L.2224-31 et suivants du code général des collectivités territoriales (CGCT),

VU, les conventions de concession liant le SDEC ENERGIE et ANTARGAZ ENERGIES en date du 22 septembre 2005, 26 octobre 2007 et 26 décembre 2008,

VU, les comptes rendus d'activités et les données complémentaires communiqués par le concessionnaire à compter du 1er mars 2022,

VU, le rapport annuel de contrôle des concessions ci-après annexé et notamment les bilans de chaque partie de ce rapport,

VU, l'avis favorable de la Commission « Concessions Electricité et Gaz » du 20 février 2024,

VU, l'avis favorable du Bureau Syndical en date du 22 mars 2024,

VU les conclusions de ce rapport de contrôle.

CONSIDERANT les données chiffrées ci-dessous :

Synthèse des contrats à fin 2022	Unité	Concession 2005	Concession 2007	Concession 2008	Total
Nombre d'usagers	nb	439	504	170	1 113
Volumes consommés	GWh	8,1	7,2	6,1	21,3
Longueurs de réseau	km	21	20	10	52
Nombre d'incidents	nb	5	4	1	10
Nombre d'usagers coupés	nb	2	0	0	2
Valeurs nettes du patrimoine	k€	1 205	1 293	543	3 040
Dépenses annuelles investies	k€	11	12		23
Résultats d'exploitation	k€	-42	-181	67	

CONSIDERANT l'extrait des conclusions de rapport de contrôle reproduit ci-dessous :

Bilan	Commentaires
	Le Concessionnaire a clarifié plusieurs indicateurs et éléments fournis. Cette clarification doit se poursuivre.
	Plusieurs contrôles par échantillonnage ont eu des résultats satisfaisants.
	Les documents communiqués par le Concessionnaire sont exhaustifs mais leurs corrections complexifient la mission de contrôle.
	Plusieurs indicateurs, compte tenu de leurs évolutions, sont sous surveillance (évolution du nombre de consommateurs Concession 2008, évolution des reliquats...)
	Le développement des Concessions est limité. En ce qui concerne la Concession 2008, ce développement est nul. Les investissements improductifs viennent dégrader le résultat financier des Concessions. La RE2020 limite le développement des réseaux gaz. Le Concessionnaire doit donc développer rapidement un gaz moins carboné et saisir toutes les opportunités de développement des concessions, notamment en rencontrant ou contactant au moins une fois par an l'ensemble des communes, en y associant le Concédant.
	Les résultats des comptes d'exploitation doivent être appréhendés avec prudence et la pratique des amortissements doit encore s'améliorer.
	Plusieurs indicateurs relatifs à la qualité de service ne sont pas satisfaisants : consolidation des tarifs sociaux incorrecte, absence de conseil tarifaire, impossibilité de suivre le respect des délais standards ou convenus de réalisation des prestations annexes, pas d'indicateurs relatifs à l'utilisation du chèque énergie.
	Le Concessionnaire doit : - parfaire l'inscription des valeurs brutes à l'inventaire (présence de lignes d'inventaires non valorisées, anomalies concernant la comptabilisation des remises gratuites et l'absence valorisation des retraits d'ouvrages), - corriger le calcul des droits du concédant, - clarifier les clés de répartition des charges indirectes des comptes d'exploitation.

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

- ***PREND ACTE** de la production des comptes-rendus annuel d'activités ;*
- ***PREND ACTE** du rapport annuel de contrôle de la concession ci-après annexé ;*
- ***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.*

Délibéré et adopté en séance les jour, mois et an susdits.

Le secrétaire de séance,

Philippe LAGALLE

SDEC ÉNERGIE

La présidente,

Catherine GOURNEY-LECONTE

Délibération certifiée exécutoire :
- pour avoir été publiée ou notifiée le : 25 JUIN 2024
- et transmise en Préfecture de Caen le : 25 JUIN 2024

Conformément aux dispositions du code de justice administrative, le tribunal administratif de Caen peut être saisi par voie de recours formé contre une délibération pendant un délai de deux mois à compter de la plus tardive des dates suivantes : date de sa réception en Préfecture, date de sa publication. Dans ce même délai, un recours gracieux peut être formé à l'encontre de cette délibération, cette démarche suspend le délai de recours contentieux qui recommencera à courir soit à compter de la notification de la décision du SDEC ÉNERGIE, soit deux mois après l'introduction du recours gracieux en l'absence de réponse du SDEC ÉNERGIE pendant ce délai.

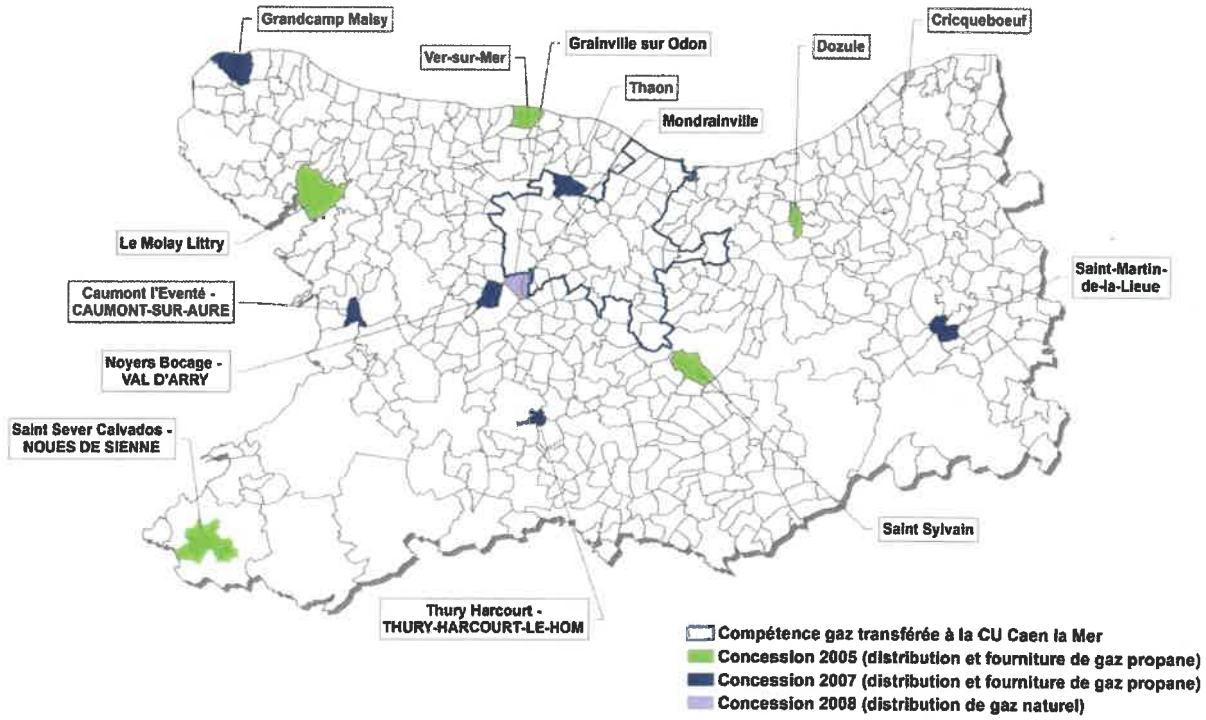
AR Préfectoral
le 25/06/2024

Acte Exécutoire sous référence :
014-200045938-20240620-24DL03CS005H1-DE

Synthèse Mission de contrôle 2023
Données ANTARGAZ ÉNERGIES
Données 2022

Le périmètre

Le périmètre géographique des Concessions	
Concession 2005	Communes : Dozulé, Le Molay Littry, Noues de Sienne (Saint-Sever Calvados), Saint Sylvain, Ver sur Mer.
Concession 2007	Communes : Caumont sur Aure (Caumont-l'Éventé), Grandcamp-Maisy, Val D'Arry (Noyers-Bocage), Saint Martin de la Lieue, Thaon, Le Hom (Thury-Harcourt).
Concession 2008	Communes : Cricqueboeuf, Grainville sur Odon, Mondrainville.



Données contractuelles	Concession 2005	Concession 2007	Concession 2008
Date d'entrée en vigueur du contrat	22/09/2005	26/10/2007	26/12/2008
Missions du Concessionnaire	Distribution et fourniture Gaz propane	Distribution et fourniture Gaz propane	Distribution Gaz naturel
Durée du contrat	30 ans	30 ans	30 ans
Fin du contrat	2035	2037	2038

Quelques données chiffrées

Synthèse des contrats à fin 2022	Unité	Concession 2005	Concession 2007	Concession 2008	Total
Nombre d'usagers	nb	439	504	170	1 113
Volumes consommés	GWh	8,1	7,2	6,1	21,3
Longueurs de réseau	km	21	20	10	52
Nombre d'incidents	nb	5	4	1	10
Nombre d'usagers coupés	nb	2	0	0	2
Valeurs nettes du patrimoine	k€	1 205	1 293	543	3 040
Dépenses annuelles investies	k€	11	12		23
Résultats d'exploitation	k€	-42	-181	67	

Extraits des conclusions du rapport de contrôle

Bilan	Commentaires
	Le Concessionnaire a clarifié plusieurs indicateurs et éléments fournis. Cette clarification doit se poursuivre.
	Plusieurs contrôles par échantillonnage ont eu des résultats satisfaisants.
	Les documents communiqués par le Concessionnaire sont exhaustifs mais leurs corrections complexifient la mission de contrôle.
	Plusieurs indicateurs, compte tenu de leurs évolutions, sont sous surveillance (évolution du nombre de consommateurs Concession 2008, évolution des reliquats...)
	Le développement des concessions est limité. En ce qui concerne la Concession 2008, ce développement est nul. Les investissements improductifs viennent dégrader le résultat financier des Concessions. La RE2020 limite le développement des réseaux gaz. Le Concessionnaire doit donc développer rapidement un gaz moins carboné et saisir toutes les opportunités de développement des concessions, notamment en rencontrant ou contactant au moins une fois par an l'ensemble des communes, en y associant le Concédant.
	Les résultats des comptes d'exploitation doivent être appréhendés avec prudence et la pratique des amortissements doit encore s'améliorer.
	Plusieurs indicateurs relatifs à la qualité de service ne sont pas satisfaisants : consolidation des tarifs sociaux incorrecte, absence de conseil tarifaire, impossibilité de suivre le respect des délais standards ou convenus de réalisation des prestations annexes, pas d'indicateurs relatifs à l'utilisation du chèque énergie.
	Le Concessionnaire doit : - parfaire l'inscription des valeurs brutes à l'inventaire (présence de lignes d'inventaires non valorisées, anomalies concernant la comptabilisation des remises gratuites et l'absence valorisation des retraits d'ouvrages), - corriger le calcul des droits du concédant, - clarifier les clés de répartition des charges indirectes des comptes d'exploitation.

Mission de contrôle 2023

Rapport ANTARGAZ ÉNERGIES

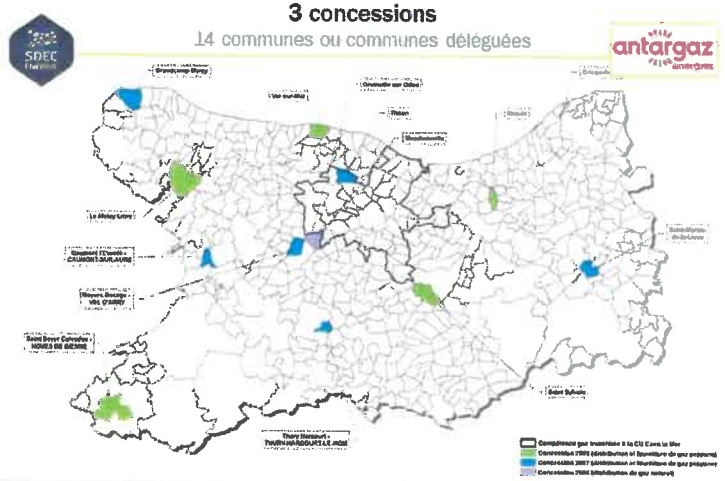
Données 2022

Le SDEC ÉNERGIE, Syndicat Départemental d'Énergies du Calvados, collectivité en charge de l'organisation du service public de gaz et Autorité concédante, a conclu en 2005, 2007 et 2008, trois conventions de Concession avec la société ANTARGAZ ENERGIES pour une durée de 30 ans. Ces Concessions ont été accordées après mise en concurrence dans le cadre d'une procédure de Délégation de Service Public (DSP).

Aux termes de ces conventions, le Concessionnaire, ANTARGAZ ENERGIES, s'est engagé à concevoir, réaliser et exploiter les ouvrages et installations nécessaires au service public de distribution de gaz dans les communes concernées. Par ailleurs, il fournit du gaz propane aux usagers des Concessions 2005 et 2007.

Synthèse des contrats à fin 2022	Concession 2005	Concession 2007	Concession 2008
Date d'entrée en vigueur du contrat	22/09/2005	26/10/2007	26/12/2008
Missions du concessionnaire	Distribution et fourniture Gaz propane	Distribution et fourniture Gaz propane	Distribution Gaz naturel
Durée du contrat	30 ans	30 ans	30 ans
Fin du contrat	2035	2037	2038
Régime des biens	Biens concédés faisant retour gratuit au terme du contrat	Biens concédés faisant retour gratuit au terme du contrat	Biens concédés faisant retour moyennant une indemnité

Les conventions de Concession conclues avec ANTARGAZ ENERGIES recouvrent 14 communes dont 11 alimentées en gaz propane (Concession 2005 et 2007) et 3 communes alimentées en gaz naturel (Concession 2008).



Le périmètre géographique des Concessions	
Concession 2005	Dozulé, Le Molay Littry, Noues de Sienne (Saint-Sever Calvados)[1], Saint Sylvain, Ver sur Mer.
Concession 2007	Caumont sur Aure (Caumont-l'Éventé), Grandcamp-Maisy, Val D'Arry (Noyers-Bocage), Saint Martin de la Lieue, Thaon, Le Hom (Thury-Harcourt).
Concession 2008	Cricqueboeuf, Grainville sur Odon, Mondrainville.

[1] Dans le cas des communes nouvelles, le Concessionnaire distribue du gaz sur le périmètre d'une seule commune déléguée, signalée entre parenthèses dans ce tableau.

Le SDEC ÉNERGIE réalise chaque année une mission de contrôle afin de s'assurer du bon accomplissement des missions qui ont été confiées au Concessionnaire[2]. Le présent rapport synthétise les points étudiés lors de la mission de contrôle 2023 à partir des données communiquées par le Concessionnaire ANTARGAZ ENERGIES au titre de l'année 2022.

La mission de contrôle a pour objet de contrôler l'évolution de nombreux indicateurs relatifs :

- A la qualité du service aux usagers => évolution du nombre d'usagers par catégories, du volume distribué, des réclamations, des taux de satisfaction...
- Aux travaux réalisés par le Concessionnaire dans l'année => évolution par nature, en quantité et en valeur, des travaux réalisés et de la maintenance...
- A l'inventaire technique des ouvrages => évolution du patrimoine : nature des ouvrages, régime juridique, quantité, âge...
- A la qualité de fourniture et la sécurité => évolution des appels de tiers, nature, nombre et taux d'incidents, contrôle du pouvoir calorifique du gaz...
- A l'analyse comptable et financière => évolution des valeurs comptables et l'analyse des comptes d'exploitation.

Le présent rapport compte donc 5 parties :

I. Les usagers,
II. Les travaux,
III. Les ouvrages,
IV. La qualité de fourniture et la sécurité,
V. L'analyse comptable et financière.

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

Les points forts,

Les points en attente ou à surveiller,

Les points non conformes ou en attente d'évolution depuis plusieurs exercices.

L'icône	❗	signale l'existence d'éléments à retenir, la présentation d'éléments de définition ou la présentation de données à différentes mailles.

L'ensemble des échanges liés à la mission de contrôle 2023 ont été organisés en vidéoconférence. Les données communiquées par le Concessionnaire ont pour partie, été communiquées avec du retard. Pour la partie comptable de cette mission de contrôle, le Concédant a été assisté par les représentants du Cabinet COGEDIAC.

Déroulé de la mission de contrôle 2023

[2] Article L2224-31 du Code général des collectivités territoriales : *« [les] autorités concédantes de la distribution publique ...de gaz ...négocient et concluent les contrats de concession, et exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées... par les cahiers des charges de ces concessions. ».*

Quelques éléments d'informations relatifs au Concessionnaire ANTARGAZ ENERGIES

Créée en 1936, la SOGAL (SOciété des GAz Liquides de pétrole) adopte la marque Antargaz en 1951. Entre 1976 et 2000, elle a fait partie du groupe Elf Aquitaine, sous le nom Elf Antargaz. En 2001 l'entreprise est cédée à Paribas Affaires Industrielles. Paribas Affaires Industrielles revend Antargaz en 2004 à la holding américaine Ugi Corporation, leader aux USA de la distribution du gaz propane via une filiale de la holding UGI France. En 2015, Antargaz rachète la filiale gaz de Total : TotalGaz, et la renomme Finagaz.

En 2019, la société renomme ses deux marques en une seule « ANTARGAZ ENERGIES ». La même année Madame Laurence Broseta, Vice-Présidente d'UGI Ouest (France et Benelux), devient présidente de la société. Nommée Directrice générale d'UGI International, elle annonce la nomination de Madame Anne de Bagneux au poste de Vice-Présidente d'ANTARGAZ ENERGIES le 1er septembre 2021. Madame Anne de Bagneux est nommée Présidente d'ANTARGAZ ENERGIES le 14 juin 2023.

ANTARGAZ ENERGIES distribue du gaz propane et du gaz butane en bouteilles et du GPL Carburant (Gaz de Pétrole Liquéfié destiné à alimenter en énergie des véhicules équipés pour ce carburant). ANTARGAZ ENERGIES est un acteur alternatif sur le marché de gaz naturel depuis 2009. L'entreprise propose également une gamme d'offres gaz propane en citernes, ainsi que des solutions gaz en réseaux. Opérateur agréé par le ministère de l'Industrie, l'entreprise opère également dans la distribution de gaz en réseau pour les collectivités locales dans le cadre de Délégation de Service Public (DSP).

En 2021, grâce à son rapprochement avec Redéo Energies, la société devient le 3e acteur français du biométhane.

Au 31 décembre 2022 :

⇨ ANTARGAZ ENERGIES alimente 180 communes dont l'exploitation des réseaux lui a été concédée au travers de 91 contrats de Concession avec 21 syndicats d'énergie et 9 communes en direct.

⇨ ANTARGAZ ENERGIES exploite près de 319 km de réseaux. La société comptabilise 7 936 points de consommation[3] sur ces réseaux. Elle a distribué 115,73 GWh[4] de gaz et a acheminé 17,34 GWh de gaz naturel sur ces réseaux.

Au 31/12/2022	National	Concessions du SDEC ENERGIE			Ensemble des Concessions du SDEC ENERGIE	Part des Concessions du SDEC ENERGIE
		2005	2007	2008		
Nombre de communes en Concession	180	5	6	3	14	8 %
Nombre de contrats de Concession	91	1	1	1	3	3 %
Nombre de points de comptage et d'estimation	7 926	669	755	303	1 727	22 %
Quantité de gaz propane distribué en GWh	116	8	7		15	13 %
Quantité de gaz naturel acheminé en GWh	17			6	6	35 %
Linéaire de réseaux de distribution en km[5]	319	17	17	9	43	13 %

[3] Le point de comptage et d'estimation (PCE) est un numéro identifiant de façon unique un lieu de livraison. Le PCE peut être dit actif lorsqu'il enregistre une consommation ou inactif lorsque le PCE n'enregistre pas de consommation.
[4] 1 GWh = 1 000 000 kWh.
[5] Hors longueurs de branchements.

TABLE DES MATIÈRES

I. LES USAGERS 6

1. Les consommateurs 6
2. Les consommations en GWh 8
3. La fourniture de gaz propane 10
4. La fourniture de gaz naturel 15
5. La relève des compteurs 18
6. Les prestations annexes 19
7. La gestion des impayés 20
8. Le Chèque Energie 20
9. La satisfaction des usagers 21

BILAN DE LA PARTIE USAGERS 22

II. LES TRAVAUX REALISES DANS L'ANNEE 23

1. Les échanges d'informations dans le cadre des opérations de travaux 23
2. Les extensions de réseau 24
3. Les raccordements 26
4. BILAN DE LA PARTIE TRAVAUX 29

III. LES OUVRAGES DE LA CONCESSION 30

1. Qualité des données communiquées 30
2. Présentation synthétique des quantités d'ouvrages composant les réseaux 31
3. Le linéaire de canalisations de distribution 32
4. Le linéaire de canalisations de branchements 34
5. Le stockage 36
6. Les compteurs 37
7. Les vannes 38
8. La cartographie des ouvrages 39

BILAN DE LA PARTIE OUVRAGES 40

IV. LA QUALITÉ DE FOURNITURE ET LA SÉCURITÉ 41

1. Le nombre d'incidents sur ouvrages exploités par le Concessionnaire 41
2. Les détails des incidents sur ouvrages exploités 43
3. La durée d'intervention des entreprises d'intervention d'urgence 44
4. La surveillance des réseaux 45

BILAN DE LA PARTIE QUALITÉ DE FOURNITURE ET SÉCURITÉ 46

V. LA COMPTABILITÉ ET LES FINANCES 47

1. Données comptables et financières communiquées 47
2. La valeur brute des ouvrages 48
3. Les valeurs nettes et les amortissements 50
4. Les dépenses d'investissements 52
5. Le renouvellement des ouvrages 53
6. Le compte « droits du Concédant » 53
7. La rentabilité des Concessions 54
8. Les comptes d'exploitation synthétiques 56

BILAN DE LA PARTIE COMPTABLE 59

Annexe n°1 : Données à maille communale 60

1. Concession 2005 60
2. Concession 2007 61
3. Concession 2008 62

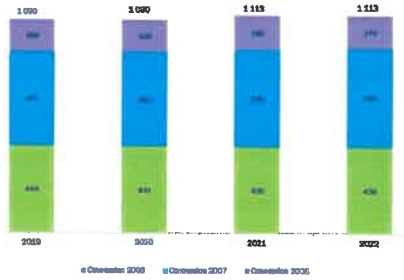
Annexe n°2 : Les comptes d'exploitation détaillés 63

1. Concession 2005 63
2. Concession 2007 63
3. Concession 2008 64

I. LES USAGERS

1. Les consommateurs[6]

Le nombre de consommateurs par Concession de 2019 à 2022 :



En 2022, on dénombre 1 113 usagers sur l'ensemble des Concessions comme en 2021.

Il est à noter qu'ANTARGAZ ENERGIES a corrigé lors de la mission de contrôle, le nombre d'usagers communiqué pour l'exercice 2021 : 1 125 usagers avant correction, 1 113 après correction.

Cette correction est liée à une erreur humaine, certains usagers isolés[7] et leurs consommations ayant été comptabilisés au titre des usagers raccordés aux réseaux des Concessions.

Si le nombre d'usagers est stable pour les trois Concessions, il évolue différemment à la maille de chaque Concession :

- La Concession 2005 comptabilise 439 consommateurs en progression d'un consommateur supplémentaire par rapport à l'exercice précédent,
- La Concession 2007 comptabilise 504 consommateurs en progression de 9 consommateurs supplémentaires par rapport à l'exercice précédent,
- La Concession 2008 comptabilise 170 consommateurs en perte de 10 consommateurs de gaz naturel par rapport à l'exercice précédent.[8]. **L'évolution du nombre de consommateurs sur la Concession 2008 sera donc à surveiller lors du prochain exercice.**

Les 1 113 consommateurs de gaz des trois Concessions utilisent soit du gaz propane soit du gaz naturel. On comptabilise en 2022, 943 usagers consommant du gaz propane (concession 2005 et 2007), et 170 usagers consommant du gaz naturel (concession 2008).

Pour les Concessions 2005 et 2007, les usagers dits sociaux[9] représentent 48 % des consommateurs (455 usagers), les particuliers représentent 42 % des consommateurs (398 usagers) et les usagers professionnels et les collectivités représentent 10 % des consommateurs.

Au terme de la mission de contrôle, il apparait que la consolidation des tarifs sociaux mise en œuvre par ANTARGAZ ENERGIES n'est pas conforme aux dispositions des cahiers des charges de Concession.

Il s'agit d'un manquement du Concessionnaire à ses obligations, qui pourrait amener le SDEC ENERGIE à appliquer des pénalités si la consolidation des tarifs pratiquée par le Concessionnaire a eu pour conséquence une mauvaise application de la tarification aux usagers concernés.

Pour ce qui concerne les consommateurs de gaz naturel, ils ressortent exclusivement de la tranche tarifaire dite « T2 » (Option T2 : Chauffage individuel + petits professionnels).

[6] En annexe n° 1, le lecteur trouvera le nombre d'usagers par commune et par Concession.
[7] Les usagers isolés sont des clients non raccordés aux réseaux des Concessions 2005 et 2007, mais qui bénéficient des tarifs pratiqués dans le cadre de ces conventions, en application des dispositions des cahiers des charges.
[8] Laurence Poirier-Dietz directrice générale de GRDF, devant l'association des journalistes économiques et financiers (Ajef) : « C'est la première année depuis longtemps où l'on va constater un recul de notre nombre de clients chauffage. Les causes de ces baisses sont multiples : baisse du nombre de clients flouis en reconversion, attentisme lié à l'évolution des prix, inflation... »
[9] Les usagers dits « sociaux » sont des locataires de bailleurs sociaux ou des collectivités publiques qui bénéficient de tarifs correspondant aux tarifs de la somme des consommations de tous les locataires d'un même bailleur social ou de tous les sites appartenant à une même collectivité. Ce volume consommé est compilé à la maille de la commune ou de la Concession en fonction des dispositions des cahiers des charges. C'est ce qu'on appelle la consolidation des tarifs sociaux.

Éléments à retenir

⇨ Le nombre de consommateurs déclarés par le Concessionnaire au titre du compte rendu d'activité est une « photo » du nombre d'usagers consommant au 31 décembre de l'année N.

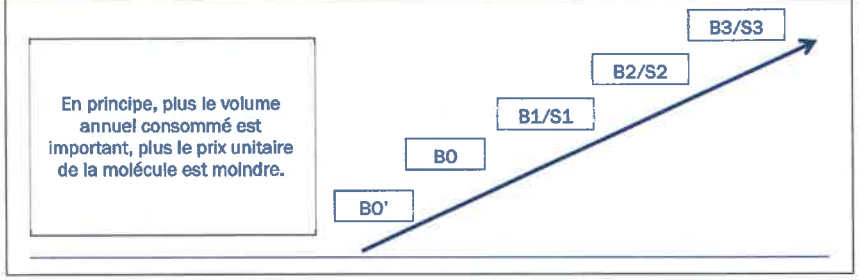
Concession 2005 — Concession 2007

La segmentation des consommateurs de gaz propane

⇨ Les tarifs de fourniture du gaz propane sont établis selon une segmentation des usagers basée sur une estimation de leurs consommations annuelles et leurs catégories. Il existe 3 catégories de consommateurs : les particuliers, la catégorie des professionnels et la catégorie des usagers sociaux.

Les particuliers		Les professionnels		Les usagers sociaux	
Tranches tarifaires	Estimation volume annuel en kWh	Tranches tarifaires	Estimation volume annuel en kWh	Tranches tarifaires	Estimation volume annuel en kWh
B0'	0 à 6 000				
B0	> 6 000				
		B1	< 150 000	S1	< 150 000
		B2	>150 000 à <300 000	S2	>150 000 à <300 000
		B3	> 300 000	S3	> 300 000

La pyramide tarifaire — Fourniture de gaz propane



Concession 2008

La segmentation des consommateurs de gaz naturel

Il est à noter qu'au 1er juillet 2022, la CRE (Commission de Régulation de l'Energie) a imposé un abaissement du seuil entre les options T1 et T2 (de 6 à 4 MWh/an), pour refléter la baisse des consommations des usagers se chauffant au gaz naturel.

Tranches tarifaires	Volume annuel consommé en kWh
T1	0 à 6 000 kWh
T2	6 000 à 300 000 kWh
T3	300 000 à 5M kWh
T4	> 5M kWh

2. Les consommations en GWh[10]

Les consommations par Concession de 2018 à 2022 en GWh :

Sur l'ensemble des trois Concessions, le volume des consommations décroit d'un peu moins de 18 % par rapport à l'exercice précédent pour s'établir à 21,3 GWh en 2022.

Cette baisse est plus ou moins importante en fonction des Concessions :

– Pour ce qui concerne la Concession 2005, le volume consommé diminue de 16 % pour atteindre 8,1 GWh,

– Pour ce qui concerne la Concession 2007, le volume consommé baisse de 10 % pour atteindre 7,2 GWh.

Ainsi le volume consommé de gaz propane pour les deux concessions 2005 et 2007 diminue de 13 %.

Pour ce qui concerne la Concession 2008, le volume distribué de gaz naturel décroit de 27 %, pour s'établir à 6,1 GWh. Le Concessionnaire a déclaré qu'il constate une baisse moyenne de 25 % du volume distribué de gaz naturel sur les réseaux concédés à ANTARGAZ ÉNERGIES.

Plusieurs phénomènes expliquent ces baisses plus ou moins marquées :

- L'effet climat : l'année 2022 s'avère être l'année la plus chaude jamais enregistrée par Météo France, affichant un écart avec 2021 de +1,58 °C,
- La crise économique,
- Les efforts de sobriété de la part de l'ensemble des consommateurs du fait d'une prise de conscience sociétale,
- La réduction de consommation liée à la hausse des prix de l'énergie.

Le volume annuel déclaré « consommés » par le Concessionnaire pour les Concessions 2005 et 2007 est la somme des volumes facturés dans l'année à laquelle on ajoute des provisions représentant la part des volumes non facturés de l'année (provisions), et à laquelle est soustrait le montant des provisions de l'année précédente (reprise de provisions).

À la suite des échanges intervenus lors de la mission de contrôle, ce mécanisme est mieux appréhendé par l'Autorité concédante. En effet, la définition des volumes facturés est désormais partagée ainsi que partiellement, celle des volumes provisionnés. Cependant, quelques questions restent sans réponse au terme de la mission de contrôle, notamment celles relatives aux modalités de calcul des estimations de consommations.

La clarification de ce mécanisme doit se poursuivre sur le prochain exercice.

71 % des usagers de la Concession 2005 et 76 % des usagers de la Concession 2007 bénéficient d'une mensualisation de la facturation (voir ci-contre les modalités de la facturation).

[10] En annexe n° 1, le lecteur trouvera le volume consommé (concession 2005 et concession 2007) /distribué (concession 2008) par commune et par Concession.

Les volumes consommés de gaz propane Concession 2005 – Concession 2007

Le volume que le Concessionnaire déclare comme « consommé » au titre du compte rendu d'activité de l'année n est le résultat de la formule suivante :

$$V(D\ n) = V(Fac\ n) + V(Prov\ n) - V(Prov\ n\text{-}1)$$

Ou :

V (D n) : Volume déclaré comme consommé par le Concessionnaire (en kWh),

V (Fac n) ou Volume facturé : somme des volumes facturés (factures émises entre le 01/01/N et le 31/12/N) (en kWh),

V (Prov n) ou provisions : somme des provisions correspondant aux consommations estimées entre les dernières périodes facturées des usagers et le 31/12 de l'année N (en kWh). Pour les usagers mensualisés, il s'agit de la dernière période de facturation de leur dernière facture annuelle (les périodes ayant fait l'objet d'acomptes, n'ayant pas fait l'objet d'une facture annuelle dans l'année N ne sont pas prises en compte dans le volume facturé).

V (Prov n-1) = reprises de provisions de n-1.

Les modalités de facturation – Concession 2005 – Concession 2007

1) Deux rythmes de facturation peuvent être adoptés par l'usager :

- La facturation annuelle, dans ce cas l'usager client reçoit :

I) une facture annuelle de régularisation (à compter d'une relève réelle du compteur) : cette facture annuelle reprend les abonnements et les consommations en kWh et la déduction des prélèvements effectués. Si le solde de l'usager est débiteur, un onzième prélèvement est émis correspondant au solde des sommes dues. Si le solde de l'usager est créditeur soit il est remboursé du trop-perçu, soit ce solde est reporté.

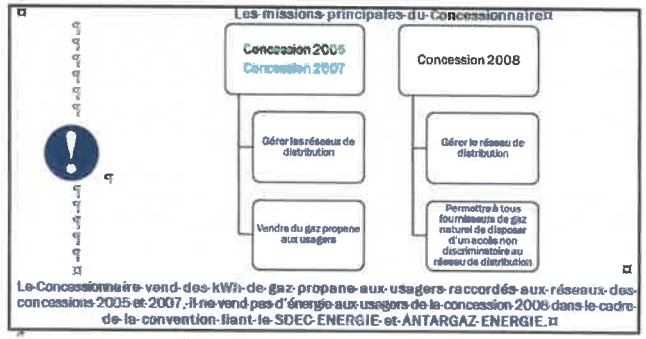
II) ainsi qu'un échéancier : Le premier échéancier couvre une période de 6 mensualités au minimum, et de 10 mensualités au maximum. Cet échéancier indiquera le montant et les dates d'échéance de l'abonnement et des acomptes mensuels calculés en fonction des consommations prévisionnelles de gaz. Pour bénéficier de ce mode de facturation, l'usager doit obligatoirement opter pour le prélèvement automatique.

- La facturation bimensuelle : l'usager reçoit une première facture dans les deux mois qui suivent la mise en service du compteur. Cette facture comporte l'abonnement compris entre la date de mise en service de l'usager et la date de la facture, deux mois d'abonnement à venir et les frais de mise en service. Il reçoit ensuite une facture tous les deux mois comprenant la consommation réelle ou estimée des deux mois passés et deux mois d'abonnement à venir.

2) Les formes de la facture : facture électronique (le client doit régler par virement bancaire ou prélèvement automatique) ou papier.

3) Mode de règlement des factures : chèque, virement bancaire, SEPA, prélèvement automatique, carte bancaire. En ce qui concerne la date des prélèvements, l'usager peut choisir entre le 5, le 10, le 15 ou le 20 de chaque mois.

3. La fourniture de gaz propane



Les principes qui régissent la tarification de la fourniture de gaz propane

La tarification du service public de fourniture de gaz propane est dépendante de la catégorie d'usagers concernés et de leurs besoins annuels. Elle est composée d'un terme proportionnel à la consommation dit « tarifs de fourniture du gaz propane » et, d'un terme d'abonnement.

Les tarifs de fourniture du gaz propane ont été fixés à la date d'entrée en vigueur des Concessions. Ils sont actualisés deux fois par an le 1er avril et le 1er octobre selon une formule d'actualisation des prix inscrite aux cahiers des charges des Concessions.

Les évolutions des tarifs de fourniture du gaz propane d'une période tarifaire à une autre, ne peuvent dépasser +/– 10 % par rapport aux tarifs précédents pour ce qui concerne la Concession 2005 et +/- 9 % par rapport aux tarifs précédents pour ce qui concerne la Concession 2007.

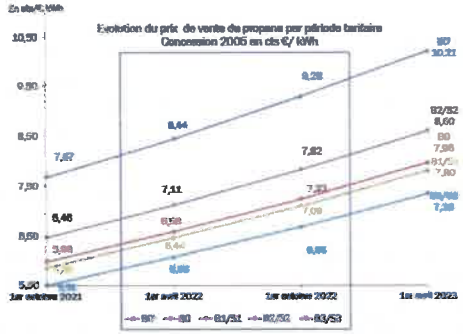
C'est ce que nous appelons « le lissage » des prix de vente.

Le montant de l'effet de ce plafonnement dénommé le reliquat est reporté, en plus ou en moins, sur le prix de la période suivante en fonction de sa consommation estimée. Si l'affectation de ce reliquat entraîne, pour la période suivante, un nouveau dépassement de cette marge d'évolution, le prix est à nouveau modéré et le nouveau reliquat reporté sur la période suivante et ainsi de suite.

Les prix des abonnements varient en fonction des tranches tarifaires. 3 prix distincts sont fixés, ils sont actualisés le 1er avril de chaque année en fonction d'un coefficient de révision.

1. Le tarif du service public de fourniture de gaz propane dépend de deux paramètres : la catégorie de l'usager (particuliers/ Professionnels/ usagers sociaux) et son besoin annuel (5 tranches).
2. Ce tarif est composé d'un terme proportionnel à la consommation de l'usager et, d'un terme d'abonnement.
3. Le tarif des différentes catégories d'usagers pour chaque tranche tarifaire a été fixé à la date d'entrée en vigueur des concessions.
4. Chaque tarif est actualisé deux fois par an, le 1er avril et le 1er octobre, selon une formule d'actualisation des prix inscrite aux cahiers des charges des concessions.
5. Les évolutions des tarifs d'une période tarifaire à une autre ne peuvent dépasser +/- 10% par rapport aux tarifs précédents pour ce qui concerne la Concession 2005 et +/- 9% par rapport aux tarifs précédents pour ce qui concerne la Concession 2007.
6. Le reliquat ainsi constitué est reporté sur la période tarifaire suivante. Si l'affectation de ce reliquat entraîne, un nouveau dépassement de cette marge d'évolution, le prix est à nouveau modéré et le nouveau reliquat reporté sur la période suivante et ainsi de suite.

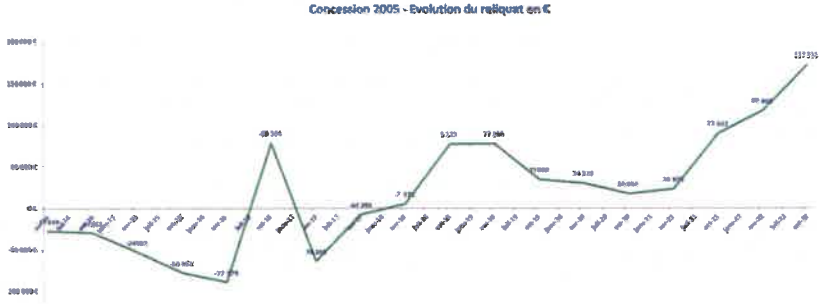
Concession 2005: Evolution du prix de vente du kWh de propane



Pour ce qui concerne la Concession 2005, au 1er avril 2022 et au 1er octobre 2022, les prix de vente du KWh de propane ont tous évolué à la hausse de 10 % par rapport aux tarifs antérieurs.

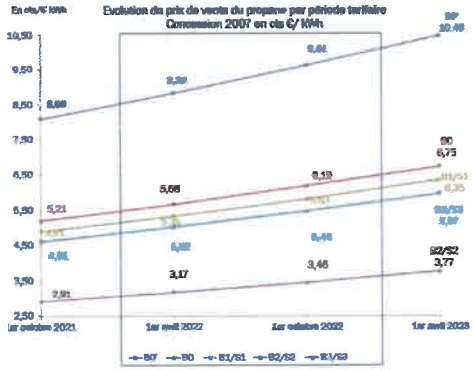
Ces augmentations sont la résultante de la mise en œuvre de la clause de lissage des prix de vente entre deux périodes tarifaires qui a limité ces augmentations à 10 % alors que les prix calculés progressaient plus fortement. Ces hausses en fonction des tranches tarifaires se sont établies entre 22 et 44 % en avril 2022 et entre 11 et 32 % en octobre 2022.

Le reliquat progresse donc fortement en 2022. En avril 2022, il s'établissait à 117 211 €. Au 1er octobre 2022, il atteint 171 365 €. L'évolution du reliquat et son rythme de résorption seront à surveiller lors du prochain exercice.



Il est à noter que depuis octobre 2019, le prix de vente du KWh de propane des usagers B2/S2 est supérieur à celui des usagers des usagers B0 alors que les usagers de cette tranche consomment un volume plus important de propane.

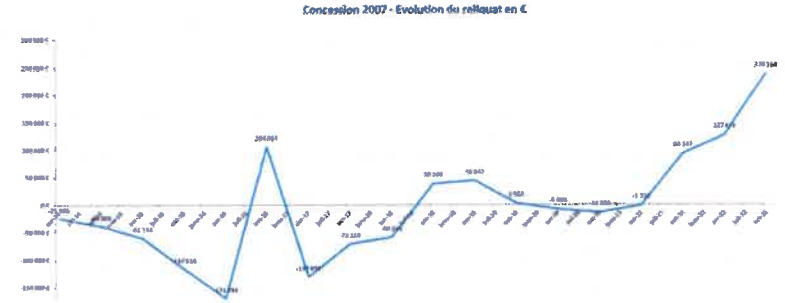
Concession 2007: Evolution du prix de vente du kWh de propane



Pour ce qui concerne la Concession 2007, au 1er avril 2022 et au 1er octobre 2022 les prix de vente du KWh de propane ont tous évolué à la hausse de 9 % par rapport aux tarifs antérieurs.

Ces augmentations sont la résultante de la mise en œuvre de la clause de lissage des prix de vente entre deux périodes tarifaires qui a limité ces augmentations à 9 % alors que les prix calculés progressaient plus fortement. Ces hausses en fonction des tranches tarifaires se sont établies entre 23 et 153 % en avril 2022 et entre 15 et 154 % en octobre 2022.

Le reliquat progresse donc fortement entre ces deux périodes. En avril 2022, il s'établissait à 127 413 €. Au 1er octobre 2022, il atteint 238 114 €. L'évolution du reliquat et son rythme de résorption seront à surveiller lors du prochain exercice.



Il est à noter que depuis octobre 2018, le prix de vente du kWh de propane des usagers B3/S3 est supérieur à celui des usagers des usagers B2/S2 alors que les usagers de cette tranche consomment un volume plus important de propane.

Par un courrier en date du 21 décembre 2022 ANTARGAZ ÉNERGIES a sollicité la conclusion d'un avenant pour chaque convention de Concession de distribution visant à modifier la structure tarifaire des Concessions et augmenter les prix du kWh de propane.

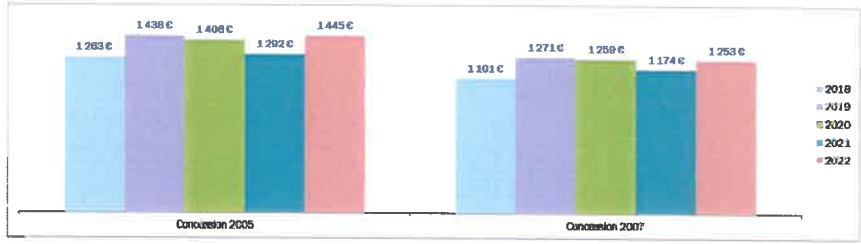
La demande du Concessionnaire a été rejetée par le SDEC ENERGIE, les modifications contractuelles sollicitées étant injustifiées et disproportionnées au vu des évènements invoqués par le Concessionnaire et dont le caractère imprévisible n'était pas établi.

Concessions 2005 et 2007 : Évolution du prix des abonnements et des prestations annexes

Abonnements annuels par tranche tarifaire en €	Concession 2005	Concession 2007
	Avril-2022	
B0', B0 et S1, S2, S3	164,5 €	161,5 €
B1 et B2	197,4 €	193,8 €
B3	258,5 €	253,8 €
Évolution (%)	1,9 %	1,9 %

Évolution des prix des prestations en € Concession 2005 et Concession 2007	Avril 2022	Évolution
Mise en service sans déplacement	16,0	1,8 %
Mise en service avec déplacement	46,8	
Coupure sans dépose pour travaux	92,2	
Coupure avec dépose pour travaux	104,3	
Rétablissement suite à coupure pour travaux sans repose	92,2	
Rétablissement suite à coupure pour travaux avec repose	104,3	
Coupure pour impayés	92,2	
Rétablissement à la suite de coupure pour impayés	46,8	
Relevé spécial	92,2	
Vérification des données de comptage sans déplacement	16,0	
Contrôle visuel du comptage	92,2	
Contrôle en laboratoire d'un équipement de comptage	303,5	
Étude technique sans déplacement	92,2	
Étude technique avec déplacement	184,3	
Raccordement seul en premier établissement	627,0	
Raccordement avec contrat d'abonnement en 1er établissement	317,9	
Raccordement après travaux de 1er établissement	1 057,4	
Raccordement dans le cas d'opération d'ensemble d'au moins 5 branchements avec contrat d'abonnement	456,9	
Forfait d'encastrement	186,2	
Déplacement sans intervention	92,2	
Frais de dédit pour annulation tardive avant intervention programmée	30,7	
Frais liés au déplacement d'un agent assermenté	491,6	
Diagnostic sécurité des installations intérieures	104,3	
Défaut de règlement	20,9	
Changement de compteur gaz	Devis	
Changement de coffret ou de porte de coffret	Devis	
Modification ou déplacement de branchement	Devis	

L'Évolution du coût annuel en € pour un usager particulier consommant 15 000 kWh/an de propane de 2018 à 2022



La modélisation d'une facture annuelle d'un particulier consommant 15 000 kWh/an de gaz propane toutes taxes comprises (soit un usager de la tranche B0) fait apparaitre une hausse du montant dû par l'usager en 2022. Cette augmentation est de 153 € (12 %) pour un usager particulier de la Concession 2005 et de 79 € (7 %) pour un usager de la Concession 2007.

Ces augmentations sont liées aux augmentations indiquées ci-dessous :

1) Pour les usagers de la Concession 2005 :
- Augmentation du prix du kWh de propane de 10 % en avril et en octobre 2022,
- Augmentation du prix l'abonnement en avril 2022 de 1,9 %.

2) Pour les usagers de la Concession 2007 :
- Augmentation du prix du kWh de propane de 9 % en avril et en octobre 2022,
- Augmentation du prix l'abonnement en avril 2022 de 1,9 %.

Le régime des taxes applicables à la facturation des usagers		
Composition de la facture	Nature de la taxe appliquée	Taux
Abonnement	TVA	5,5 %
Consommations	TVA	20 %
Prestations et services	TVA	20 %
Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Énergétiques [11](TICPE 0.48 cts/kWh)	TVA	20 %

[11] Pour plus information sur la TICPE : https://www.economie.gouv.fr/entreprises/taxe-interieure-consommation-sur-produits-energetiques-ticpe

4. La fourniture de gaz naturel

Pour ce qui concerne la fourniture d'énergie, depuis l'ouverture totale à la concurrence de cette activité le 1er juillet 2007, les usagers peuvent choisir librement leur fournisseur de gaz naturel. Conséquence de cette ouverture, des fournisseurs dits alternatifs sont entrés sur le marché de détail du gaz naturel.

Jusqu'en 2019, les consommateurs ont ainsi pu choisir entre deux types d'offres : les offres de marché dont les prix sont fixés librement par les fournisseurs et les tarifs règlementés de vente (TRV), fixés par les pouvoirs publics. Les offres aux TRV se sont éteintes le 1er juillet 2023.

Dans le cadre de la Concession 2008, ANTARGAZ ENERGIES est chargé de la distribution de gaz naturel[12].

Dans l'exercice de cette mission, le Concessionnaire doit être indépendant de tous les autres acteurs du marché et permettre à tous les fournisseurs qui en font la demande de disposer d'un droit d'accès non discriminatoire au réseau[13]. Ces règles s'appliquent à ANTARGAZ ÉNERGIES tant vis-à-vis de son activité interne de fournisseur de gaz naturel que vis à vis des autres fournisseurs.

En 2022, 4 fournisseurs alternatifs ont délivré du gaz naturel sur la Concession 2008, il s'agissait des fournisseurs suivants :

Catégories d'usagers	Liste des fournisseurs de gaz naturel actifs Concession 2008	
	2021	2022
Particulier	ANTARGAZ ENERGIES	ANTARGAZ ENERGIES
Professionnel	1-- ANTARGAZ ENERGIES 2--Enovos 3- Es 4- Solvay	1-- ANTARGAZ ENERGIES 2- Enovos 3--Valmy 4- ENI

Un seul fournisseur fournit du gaz naturel aux usagers résidentiels de la Concession 2008, Il s'agit d'ANTARGAZ ENERGIES.

Si le Concédant ne remet pas en cause l'indépendance du Concessionnaire vis-à-vis de son entité fournissant du gaz naturel, il attend néanmoins que le GRD mette tout en œuvre afin d'accompagner rapidement l'introduction d'autres fournisseurs sur ce segment de consommation.

Lors de la mission de contrôle, le Concessionnaire a réaffirmé que ses flux informatiques (échanges courriel avec les fournisseurs) étaient conformes aux standards utilisés par l'ensemble des GRD et donc que tous les fournisseurs de gaz naturel pouvaient une offre de service sur le périmètre de la Concession 2008, s'ils le souhaitent.

Le 2 aout 2023, les clients d'ANTARGAZ ÉNERGIES (fournisseur de gaz naturel) ont été informés qu'à compter du 1er octobre, leur contrat serait transféré à la société MET ENERGIE France.

Sur le périmètre de la Concession 2008, pour les particuliers, aucun autre fournisseur n'ayant déclaré proposer des offres, il était de fait impossible à ces derniers de résilier leur contrat, sauf à changer d'énergie.

Le SDEC ENERGIE est intervenu auprès de la Commission de régulation (CRE) afin d'attirer son attention sur cette problématique et imposer un développement effectif de la concurrence en matière de fourniture de gaz naturel.

[12] C'est un Gestionnaire de Réseau Distribution de gaz naturel ou « GRD ».

[13] Cet accès s'inscrit dans un cadre contractuel définit par la CRE (Commission de Régulation de l'Energie) : Le contrat d'acheminement-distribution (CAD), liant ANTARGAZ ÉNERGIES et le fournisseur intéressé précise les conditions techniques, juridiques et financières de l'accès au réseau et son utilisation.

Compte tenu de la hausse exceptionnelle sur les marchés du gaz naturel constatée en 2021 et 2022 un bouclier tarifaire gaz a été adopté par les pouvoirs publics.

Le bouclier tarifaire a gelé les TRV de gaz naturel pour aider les consommateurs résidentiels individuels.
Début 2022, le dispositif d'aide a été étendu aux habitants des logements chauffés par un chauffage collectif au gaz ou par un réseau de chaleur urbain utilisant du gaz naturel.

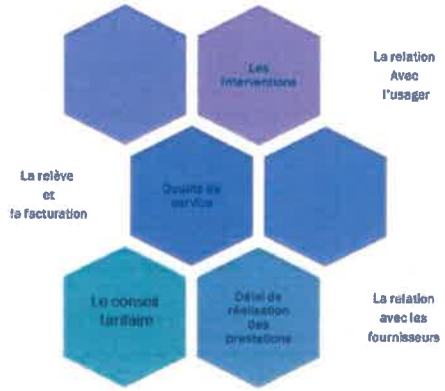
Il a été prolongé pour le second semestre 2022 et pour l'ensemble de l'année 2023. Pour 2024, l'aide ne concerne que les contrats signés avant le 30 juin 2023 à un prix supérieur à 72,8 €/MWh.

En 2022, les particuliers raccordés au réseau de la Concession 2008 ont bénéficié de ce bouclier tarifaire à compter du 1er décembre 2022 en application des dispositions de l'article 34 de loi de finances rectificatives pour 2022.[14]

[14] Après acceptation par l'usager de la modification du contrat par avenant, adressé fin novembre 2022 par ANTARGAZ ÉNERGIES. Il s'agit de l'article 34 de la loi n° 2022-1157 du 16 août 2022 de finances rectificative pour 2022.

La qualité du service rendu aux usagers

La qualité de service est suivie au moyen d'indicateurs portant sur les thèmes suivants :



5. Le conseil tarifaire

Tous les fournisseurs d'énergie se doivent :

- D'alerter chaque usager sur l'inadéquation de son option tarifaire,
- D'indemniser l'usager afin de compenser le surcoût lié à l'application d'une option tarifaire inadaptée,
- De faire évoluer ses conditions générales de vente et ses pratiques, comme c'est déjà la règle chez d'autres fournisseurs, afin que les usagers soient alertés lorsque l'option tarifaire souscrite n'est plus en adéquation avec le niveau de leurs consommations échues sur une année.

L'Autorité concédante a rappelé cette obligation de conseil tarifaire aux usagers des Concessions de fourniture de propane au Concessionnaire.

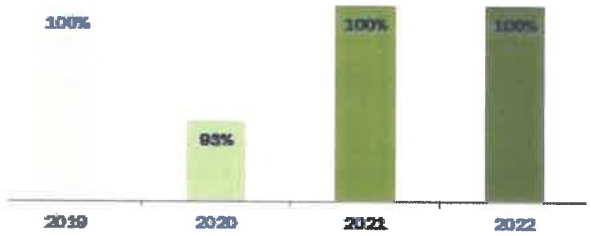
ANTARGAZ ÉNERGIES a précisé : « *[qu'] Antargaz est conscient de cette obligation, mais n'a pas les outils aujourd'hui pour réaliser cette démarche. Il s'agit là de conseil et donc nous pourrions avoir principalement des usagers qui souhaiteraient changer de tranche de consommation lorsque cela est à son avantage et non l'inverse. Dans ce cas de figure, pour l'instant, la tranche tarifaire figure sur les factures et sur la page « mon tarif » de l'espace client. L'usager peut donc vérifier s'il ne se situe plus dans sa tranche tarifaire et contacter un conseiller clientèle.* »

L'Autorité concédante souligne que le conseil tarifaire est une obligation et qu'il revient à ANTARGAZ ÉNERGIES de se doter des moyens nécessaires à la mise en œuvre de cette obligation.

Il s'agit d'un manquement du Concessionnaire à ses obligations.

6. La relève des compteurs

Le taux de compteurs relevés pour l'ensemble des Concessions de 2019 à 2022 :



La relève est effectuée deux fois par an par deux prestataires externes au Concessionnaire pour l'ensemble des Concessions. En cas d'échec de la relève, les prestataires déposent un avis de passage invitant l'usager à le contacter. Une seconde tournée de relève est organisée, en cas de nouvel échec de relève, le service client du Concessionnaire contacte par téléphone l'usager de manière à récupérer ses index de relève.

Un contrôle par échantillonnage a été réalisé sur la commune de Saint Martin de la Lieue afin de vérifier si tous les compteurs ont été relevés en 2022.

Sur cette commune deux relèves ont été organisées, le 14 mars 2022 et le 7 septembre 2022. A chaque relève, 11 compteurs ont été relevés et 11 usagers actifs sont raccordés au réseau : nous pouvons en conclure que la relève a été réalisée à 100 % sur le territoire de la commune de Saint Martin de la Lieue. Les conclusions de ce contrôle par échantillonnage sont satisfaisantes.

Depuis mai 2016, le Concessionnaire a développé un service d'autorelève accessible en ligne sur « l'espace client » dénommé « relevé confiance ». Dans ce cadre, les index de consommation sont à saisir 15 jours avant l'édition de la facture. Le Concessionnaire a confirmé qu'à la suite de l'édition d'une facture, si l'usager s'aperçoit que les index estimés qui lui ont été facturés sont erronés, la consommation qui lui a été facturée ne pourra être rectifiée qu'à l'édition de la facture suivante.

En 2022, comme lors de l'exercice précédent, le Concessionnaire n'a pas indiqué le nombre d'usagers qui ont utilisés le relevé confiance, ce que le Concédant regrette puisqu'une part importante des usagers sont susceptibles d'utiliser ce service (55 % des usagers ont créé leur « compte client »).

7. Les prestations annexes

Les cahiers des charges des Concessions 2005 et 2007 fixent des délais de réalisation pour les prestations. C'est ce que nous appelons communément « la garantie de service ». Ces délais sont indiqués dans les catalogues des prestations des Concessions. Ces délais sont les suivants :

Catalogue des prestations	Délais standard de réalisation
Mise en service avec déplacement	48 heures (sous réserve de présentation des certificats de conformité réglementaire et règlement du solde des travaux le cas échéant). Le distributeur propose des rendez-vous dans une plage de 2 heures et s'engage à arriver dans la plage horaire choisie.
Mise hors service suite à résiliation du contrat de fourniture (MHS)	5 jours ouvrés. Le distributeur intervient aux dates et heures convenues d'un commun accord avec l'usager.
Intervention de sécurité	Déplacement à tout moment, sur les lieux mentionnés par l'appel et dans les meilleurs délais.
Étude technique	Le standard de réalisation ne s'applique qu'au premier devis qui est envoyé dans les 10 jours ouvrés. Le devis précise le délai de réalisation des travaux.
Réalisation de raccordement	A la date convenue avec le client, et si le client le souhaite, pour un branchement, sans extension de réseau ni traversée de voie publique, réalisé dans les 15 jours ouvrés après paiement de l'acompte prévu au devis, obtention des autorisations administratives et réalisation le cas échéant des travaux préalables à la charge du client.

Il s'agit donc dès lors de vérifier si le Concessionnaire réalise ces prestations dans les délais standards ou convenus avec l'usager. En 2022, comme les années précédentes, le Concessionnaire a déclaré qu'il avait respecté les délais standards ou convenus avec les usagers. Par ailleurs et pour ce qui concerne la Concession 2008, il a déclaré n'avoir versé aucune indemnité pour un rendez-vous programmé avec présence du client requise, non exécuté de son seul fait.

Il est à noter que précédemment (mission de contrôle 2018), le Concessionnaire avait indiqué que son système informatique devrait permettre de restituer les données relatives au suivi de la garantie des services dès la fin 2018, cela n'est pas le cas à ce jour. Dans ces conditions, il est impossible de s'assurer du respect systématique des délais standards ou convenus de réalisation des prestations par ANTARGAZ ÉNERGIES. Le contrôle par échantillonnage, mené lors de la mission de contrôle, n'a pas permis de confirmer le respect de ces délais, la traçabilité des demandes des usagers en la matière n'étant pas assurée.

Depuis 2018, les tarifs des prestations sont enregistrés dans le système informatique du Concessionnaire par Concession. Cela permet l'optimisation de la facturation et le suivi des prestations de façon automatisée, ainsi les erreurs auparavant générées par des saisies manuelles sont désormais écartées. Un contrôle par échantillonnage permet de s'assurer du respect des tarifs arrêtés en avril de chaque année : en 2022, ce contrôle a montré des résultats satisfaits.

En 2022, le Concessionnaire a facturé 196 prestations pour un montant de 11 760 €. Le fichier relatif aux prestations fait état de 41 gestes commerciaux accordés par le Concessionnaire. Le Concessionnaire a précisé lors des précédentes missions de contrôle que cette opération ne serait probablement pas pérennisée.

Néanmoins, le Concédant constate que ce mécanisme est mis en œuvre depuis quatre ans. Le Concédant rappelle que cette pratique n'est pas inscrite aux cahiers des charges des Concessions et qu'elle revient in fine à modifier le prix d'un raccordement, dont le montant est fixé aux contrats.

8. La gestion des impayés

Nombre d'usagers coupés pour l'ensemble des Concessions de 2019 à 2022 :

En 2022, on dénombre 10 usagers coupés, le nombre d'usagers coupés progresse par rapport à l'exercice précédent.

Le montant moyen des impayés au moment de la coupure progresse également et atteint 1 080 €.

Pour rappel, depuis le 1er novembre 2020, le Concessionnaire applique désormais la trêve hivernale à tous les usagers particuliers sur le périmètre des Concessions.

9. Le Chèque Énergie

Le Concessionnaire n'a pas été en mesure de mentionner le nombre de chèque énergie pris en compte sur l'exercice comme des exercices précédents.

Lors de la mission de contrôle 2021, le Concessionnaire avait précisé en audit : « ce périmètre des encaissements et des relances a été récupéré en cours d'année par le service.... Il proposera probablement ces indicateurs pour les données 2021. » Interrogé sur la mise en place de ces indicateurs en 2022 et 2023, le Concessionnaire a signalé qu'ils n'étaient pas disponibles.

L'Autorité concédante demande une mise en place rapide a minima de l'indicateur relatif au nombre de chèque énergie pris en compte sur l'exercice.

Lors des précédentes missions de contrôle, le Concessionnaire a apporté les précisions suivantes :

- Un usager raccordé en gaz naturel sur le périmètre de la Concession 2008 ne peut pas payer en ligne sur le site de distributeur le coût d'une prestation annexe de type « raccordement », avec le chèque énergie.

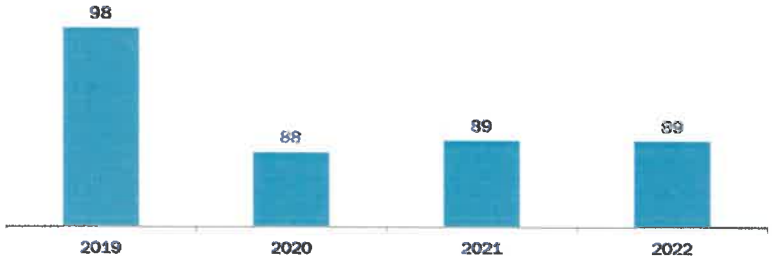
- Le prestataire du Concessionnaire, en charge de couper les usagers en situation d'impayés que ces usagers soient alimentés en gaz propane ou naturel, ne peut accepter un chèque énergie pour éviter une coupure.

Le Concessionnaire les a confirmés lors de la mission de contrôle 2023.

Cet état de fait met en évidence le potentiel non-respect des dispositions de protection du chèque énergie pour les usagers alimentés en gaz naturel (protection de la coupure tous les usagers alimentés en gaz naturel en période de trêve hivernale sur présentation du chèque énergie ou de l'attestation), bien qu'il soit avéré qu'aucune coupure pour impayés n'ai été enregistrée sur le périmètre de la Concession 2008 en 2022 pendant la trêve hivernale.

10. La satisfaction des usagers

Evolution du nombre de réclamations – Ensemble des Concessions de 2019 à 2022



Le Concessionnaire n'a pas mené d'enquête de satisfaction depuis 2009 auprès des usagers des trois Concessions.

Il fournit son registre des réclamations écrites et orales chaque année. Il s'agit donc à ce jour du seul indicateur dont dispose l'Autorité concédante afin de mesurer la satisfaction des usagers.

Pour l'année 2022, 89 réclamations sont recensées comme en 2021. Depuis 2020, le nombre de réclamations stagne.

8 % des usagers des Concessions ont présenté une réclamation en 2022. Ce pourcentage est stable depuis les 3 derniers exercices.

Le délai moyen de traitement des réclamations déclaré par le Concessionnaire s'est allongé entre 2020 et 2021 passant de 12 heures ouvrées en 2020 à 20 heures ouvrées à partir 2021. Interrogé sur ce point, le Concessionnaire n'a pas apporté de réponse.

Le délai moyen de traitement doit être appréhendé avec précautions, car le registre des réclamations fait apparaitre un délai moyen notablement plus long (51 heures).

Au terme de la mission de contrôle, ce point reste à éclaircir.

Aucun dossier n'a fait l'objet d'une indemnisation au titre des assurances à la suite d'un dommage en 2022.

BILAN DE LA PARTIE USAGERS

POINTS FORTS :

- Clarifications apportées par le Concessionnaire relatives aux modalités de constitution du volume consommé,
- Résultats satisfaisants du contrôle par échantillonnage de la relève des compteurs.

POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER :

- Évolution du nombre d'usagers de la Concession 2008,
- Poursuite de la clarification des modalités de constitution du volume consommé,
- Évolution des reliquats et de leurs rythmes de résorption,
- Clarification du calcul du délai moyen de traitement des réclamations.

POINTS NON CONFORMES OU EN ATTENTE RÉCURRENTE :

- La consolidation des tarifs sociaux est incorrecte,
- Absence de conseil tarifaire,
- Impossibilité de suivre le respect des délais standards ou convenus de réalisation des prestations annexes,
- Régularisation des gestes commerciaux qui viennent en réduction du prix de prestations,
- Mise en place d'un indicateur relatif au nombre de chèque énergie pris en compte sur l'exercice et adaptation des procédures du Concessionnaire afin de respecter les droits complémentaires des usagers bénéficiant de ce titre.

II. LES TRAVAUX RÉALISÉS DANS L'ANNÉE

1. Les échanges d'informations dans le cadre des opérations de travaux

Depuis la mission de contrôle 2016, le Concédant fait le constat récurrent de la nécessité d'optimiser la transmission à son attention d'informations relatives aux travaux du Concessionnaire. **L'Autorité concédante n'a pas observé d'amélioration sur ce point en 2022.**

Il est à noter que dans le cadre de la communication à l'Autorité concédante des études de faisabilité technico-économique des extensions situées à plus de 25 mètres du réseau existant, **des corrections d'erreurs ont à nouveau été réalisées à la suite des remarques formulées par l'Autorité concédante.**

Le Concessionnaire a précisé avoir contacté plusieurs communes en 2022.

Le Concédant n'a été informé d'aucun des 6 rendez-vous en mairie recensés. 10 communes n'ont pas été contactées en 2022 (contre 7 en 2021).

Les communes qui n'ont pas été contactées sont les suivantes : Saint-Sylvain, Le Molay-Littry, Ver sur Mer et Dozulé pour la Concession 2005, Saint-Martin de la Lieue, Le Hom (Thury Harcourt) et Val d'Arry (commune déléguée de Noyers-Bocage) pour la Concession 2007, Cricqueboeuf, Mondrainville et Grainville sur Odon pour la Concession 2008.

La mise en œuvre des rencontres annuelles avec les communes est du ressort du Concessionnaire.

Elle permet, notamment, de bénéficier d'ouvertures de voiries et d'anticiper les éventuelles réfections définitives (coordinations de travaux).

Le Concédant souhaite que le Concessionnaire saisisse toutes les opportunités de développement des Concessions et contacte annuellement chaque commune, y associe le Concédant et lui communique la synthèse des échanges.

2. Les extensions de réseau

Le Concessionnaire, au regard de ses obligations contractuelles, est chargé d'établir à ses frais, tous ouvrages et canalisations dans l'intérêt du service concédé. Les travaux sont identifiés selon leur nature. Il peut s'agir de :

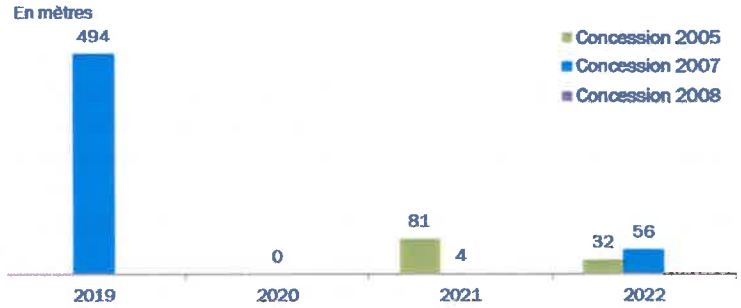
- travaux de premier établissement,
- travaux d'entretien et de grosses réparations,
- travaux relatifs aux branchements et compteurs,
- travaux de renouvellement,
- travaux neufs de densification, d'extension et de renforcement.

Le Concessionnaire a mené à bien ses obligations de création des réseaux de 1er établissement qui couraient jusqu'en 2010 pour la Concession 2005 et 2011 pour les Concessions 2007 et 2008.

Depuis, le Concessionnaire est entré dans une phase de densification et d'extension des réseaux en fonction des demandes des usagers, dans le respect des prescriptions des cahiers des charges.

Dans le cadre de la mission de contrôle, il s'agit de mesurer ici les travaux réalisés par le Concessionnaire dans l'année.

Les extensions de réseau réalisées par Concession de 2019 à 2022 :



Le Concessionnaire a posé 88 mètres de canalisations de distribution sur les Concessions 2005 et 2007.

Ces extensions ont été réalisées sur les communes de Le Molay Littry (Concession 2005, pour 32 m), Caumont sur Aure (Caumont l'Éventé – Concession 2007, 24 m) et de Le Hom (Thury Harcourt) (Concession 2007, pour 32 m).

Aucune extension de réseau n'a été réalisée sur la Concession 2008.

Les longueurs d'extension réalisées en 2022 sont en retrait par rapport aux extensions réalisées en 2018 et 2019.

Quelques définitions relatives aux travaux menés

Extension :
L'extension est une opération de travaux qui désigne la portion supplémentaire de canalisation de distribution publique à construire depuis sa localisation actuelle jusqu'au droit du branchement envisagé.

Raccordement :
Un raccordement est une opération de travaux permettant aux usagers d'être desservis par le réseau de distribution de gaz. Il est composé d'une canalisation de branchement, d'un coffret et d'un ou plusieurs compteurs. Le raccordement peut s'accompagner d'une extension de réseau.
Un raccordement peut permettre le raccordement d'un ou plusieurs usagers.
Les usagers raccordés peuvent ou non consommer.

Point de comptage et d'estimation (PCE) : voir p° 4 du présent rapport (note de bas de page).

Densification :
Réalisation d'un branchement neuf « sec » sur un réseau existant, sans travaux d'extension du réseau de distribution.

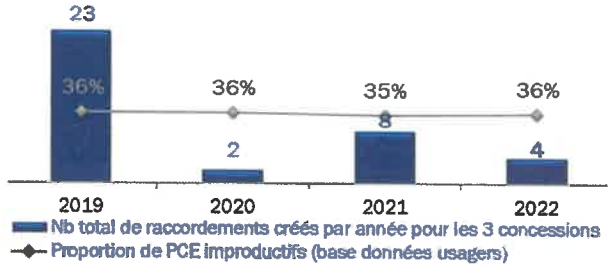
Le financement par les usagers des opérations de raccordement Concession 2005-2007
Les forfaits de raccordement comprennent : - La fourniture et la mise en place du coffret de comptage (éventuellement de détente inférieure à 16 m3/h) et de son socle si nécessaire, - La réalisation de la tranchée, de son remblaiement et de sa réfection dans la limite de 25 m pour le branchement, - La fourniture et la pose du compteur inférieur à 16 m3/h (lors de la mise en service) et la fourniture et la pose de la détente (lors de la mise en service). Les extensions de réseau sont financées par le Concessionnaire lorsqu'elles sont situées à moins de 25 mètres du réseau existant. Lorsque ces extensions sont situées à plus de 25 mètres du réseau existant, le Concessionnaire est tenu de réaliser une étude de faisabilité technico-économique, qui prenne en compte l'investissement à réaliser et la profitabilité de l'opération pour le Concessionnaire. Si la rentabilité économique de l'opération n'est pas atteinte, le Concessionnaire peut demander aux usagers une participation complémentaire au forfait de raccordement sur la base des dépenses réelles de construction du raccordement augmentées des frais généraux.

Tarification de la prestation annexe « raccordement après travaux de 1er établissement »	
Gaz propane — Forfait de raccordements 1er avril 2022 en HT € (TVA 20 %) (hors opérations d'ensemble)	1 057,41 €
Gaz naturel — Forfait de raccordements 30 juin 2022 en HT € (TVA 20 %) (hors opérations d'ensemble)	1 046,07 €[15]
Gaz naturel — Forfait de raccordements 1er juillet 2022 en HT € (TVA 20 %) (hors opérations d'ensemble)	1 065,26 €[15]

[15] Modalités d'évolutions tarifaires approuvées par la Commission de la Régulation de l'Energie (CRE).

3. Les raccordements

Le nombre de raccordements réalisés sur l'ensemble des Concessions (vision « flux annuel ») de 2019 à 2022 :



En 2022, 4 raccordements seulement ont été mis en service sur l'ensemble des Concessions.
Ces raccordements mis en service dans le cadre de travaux de densification s'accompagnent parfois de travaux d'extension. Ce résultat est en baisse par rapport à l'année précédente et très en retrait par rapport au nombre de raccordements créés en 2018 et 2019.

2 raccordements ont été réalisés sur la Concession 2005 (commune Le Molay Littry). 2 raccordements ont été réalisés sur la Concession 2007 (1 raccordement a été réalisé sur la commune déléguée Caumont l'Éventé de Caumont-sur-Aure et 1 sur la commune déléguée de Thury- de Le Hom). Aucun raccordement n'a été réalisé sur la Concession 2008.

L'Autorité concédante mesure le développement des Concessions au regard de plusieurs indicateurs liés aux raccordements réalisés. Il s'agit des indicateurs suivants :

- L'évolution du nombre de raccordements,
- L'évolution du linéaire moyen de canalisations de distribution par branchement,
- L'évolution du linéaire moyen de canalisations de distribution par PCE,
- L'évolution du linéaire moyen de canalisations de distribution par usager consommant,
- L'évolution du taux PCE inactifs.

Pour l'ensemble des Concessions :

- Depuis 2020, l'évolution du nombre de raccordements est en retrait par rapport aux années 2018 et 2019.
- La longueur cumulée moyenne de canalisations de distribution par branchement est de 26 mètres. Cet indicateur stagne depuis 2019.
- La longueur cumulée moyenne de canalisations de distribution par PCE est de 25 mètres. Cet indicateur stagne depuis 2017. Le Concédant a calculé cet indicateur sur l'ensemble du réseau exploité par le Concessionnaire. Le ratio local est moins important que celui calculé à la maille de l'ensemble du réseau exploité en France par le Concessionnaire (40 mètres en 2022).
- Le linéaire moyen de réseau par usager consommant s'établit à 39 m, il évolue très lentement à la baisse depuis 2016 et remonte en 2022. Là encore, le ratio local est moins important que celui calculé à la maille de l'ensemble du réseau exploité par le Concessionnaire (62 mètres).
- Le taux de PCE inactifs est de 36 %. Il augmente de 1 % entre 2021 et 2022, retrouvant le niveau de 2019 et 2020. Ce taux est important, car les investissements de premier établissement n'ont pas donné lieu à une augmentation du nombre de consommateurs suffisant pour porter l'investissement réalisé. Il est à noter qu'il est cependant inférieur au taux national (38 %, obtenu à partir du taux d'ouverture des compteurs communiqué par le Concessionnaire).
- De plus, en 2022, le nombre d'usagers consommant au 31/12 de l'année stagne par rapport à celui de l'année précédente. Cette stagnation est en partie due à la correction du nombre d'usagers en 2021.

Par ailleurs, la Règlementation Environnementale dite « RE2020 », mise en œuvre depuis le 1er janvier 2022, impose le calcul du coefficient énergie (Ic — indicateur carbone de la consommation d'énergie) pour chaque projet de construction. Cet indicateur incite au recours aux sources d'énergie à faibles émissions de CO^2 (décarbonées). La RE 2020 impose le respect de seuils maximums lorsque la construction est desservie par le gaz. Le gaz propane, actuellement, ne respecte pas le seuil pour la construction des maisons individuelles et ne respectera pas en 2025, celui pour la construction des logements collectifs.

ANTARGAZ ENERGIES a précisé lors de la mission de contrôle qu'il s'engage dans la décarbonation avec un objectif d'introduire 25 % de gaz liquides renouvelables dans son offre produits à horizon 2030. De plus, le Concessionnaire a mis en place des offres communes avec certains fabricants de chaudières afin de développer le marché de la chaudière hybride afin de répondre au seuil du décret.

Pour atteindre cet objectif, le concessionnaire propose du biopropane (propane HVO), fabriqué à partir de sources d'origine renouvelable (biomasse : huiles végétales agricoles ou déchets et résidus organiques issus de l'industrie ou de l'agriculture). Il développe également sur un autre produit le rDME (diméthyléther renouvelable), gaz liquide complémentaire, produit à partir de plusieurs matières premières sèches et renouvelables (déchets issus de centres de tri ou résidus de biomasse agricoles et forestiers).

Le biopropane est compatible avec les installations existantes au propane. Le rDME l'est également s'il est utilisé en mélange avec le GPL jusqu'à 20 %.

Des travaux sont en cours entre les services du ministère de la transition énergétique et de la filière du biopropane pour mettre en place un système de traçabilité du biopropane qui permette de le distinguer du propane. Le ministère précise que lorsque ces travaux auront abouti et qu'un système garantissant que des chaudières pourront uniquement se fournir en biopropane, le facteur d'émissions du biopropane pourra être pris en compte dans la RE2020 et dans le calcul du diagnostic de performance énergétique (DPE).

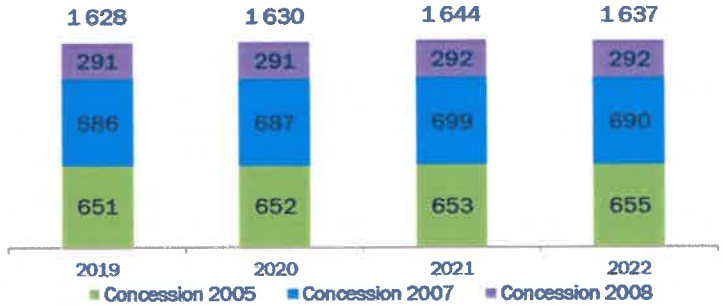
Le développement des Concessions est limité. En ce qui concerne la Concession 2008, ce développement est nul. Les investissements improductifs viennent dégrader le résultat financier des Concessions.

La RE2020 limite le développement des réseaux gaz. Le Concessionnaire doit donc développer rapidement un gaz moins carboné et saisir toutes les opportunités de développement des Concessions, notamment en rencontrant ou contactant au moins une fois par an l'ensemble des communes, en y associant le Concédant.

Indicateurs de développement liés aux raccordements par Concession en 2022

Données 2021	Concession 2005	Concession 2007	Concession 2008
Longueur cumulée moyenne de réseau par branchement	27 m	24 m	29 m
Évolution	Stable depuis 2017	Stable depuis 2019	Stable depuis 2020
Longueur cumulée moyenne de réseau par PCE	26 m	22 m	28 m
Évolution	Stable depuis 2017	Diminue en 2022	Stable depuis 2021
Linéaire moyen de réseau par usager consommant	40 m	33 m	48 m
Évolution	Stable depuis 2021	Diminue en 2022	Diminue en 2022
Taux de PCE inactifs	34 %	33 %	44 %
Évolution	Stable depuis 2020	Diminue en 2022	Augmente en 2022

Le nombre de raccordements sur les Concessions (vision « stock ») par Concession de 2019 à 2022



En 2022, on comptabilise :
- 655 raccordements pour ce qui concerne la Concession 2005,
- 690 raccordements pour ce qui concerne la Concession 2007,
- 292 raccordements pour ce qui concerne la Concession 2008,

Soit un total de 1 637 raccordements sur l'ensemble des Concessions.

Le Concessionnaire a indiqué lors de la mission de contrôle 2023 qu'il utilisait également différents indicateurs de suivi de l'activité des Concessions propane à la maille nationale. Antargaz utilise principalement l'évolution du taux d'ouvertures de compteurs (ratio inverse du taux de PCE inactifs), mais aussi l'évolution du nombre de PCE inactifs (écart entre le nombre d'usagers consommant et le nombre de PCE), l'évolution du linéaire moyen de canalisations de distribution par PCE. Antargaz annonce 62 % de taux national d'ouverture de compteurs. Cela correspond à un taux de PCE inactifs d'environ 38 %.

Antargaz indique avoir recensé les coffrets qui n'ont jamais été activés et prévoit (automne 2023) des actions commerciales ciblées en priorité vers les communes présentant plus de 6 « bâtiments communaux » situés sur le réseau de distribution, mais non alimentés.

BILAN DE LA PARTIE TRAVAUX

POINTS FORTS :

- Amélioration de la fiabilité des études de faisabilité technico-économique.

POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER :

- D'une manière générale, l'évolution des indicateurs de développement des Concessions de la distribution publique du gaz montre une stagnation ou une forte baisse d'activité, avec, notamment :
  - Les longueurs d'extension sont très en retrait par rapport aux extensions réalisées en 2018 et 2019,
  - Le nombre de raccordements créés est en retrait par rapport aux années 2018 et 2019,
  - Le taux de PCE inactifs reste important,
- Le développement des Concessions est limité. En ce qui concerne la Concession 2008 ce développement est nul. Les investissements improductifs viennent dégrader le résultat financier des Concessions. La RE2020 limite le développement des réseaux gaz. Le Concessionnaire doit donc développer rapidement un gaz moins carboné et saisir toutes les opportunités de développement des Concessions, notamment en rencontrant ou contactant au moins une fois par an l'ensemble des communes, en y associant le Concédant.

POINTS NON CONFORMES OU EN ATTENTE RÉCURRENTE :

- Le Concédant n'a été informé d'aucun des 6 rendez-vous organisés avec les communes,

III. LES OUVRAGES DE LA CONCESSION

1. Qualité des données communiquées

Le Concessionnaire communique chaque année à l'Autorité concédante des inventaires comptables par commune. Les inventaires comptables détaillent les ouvrages concédés par :

- Types d'ouvrages (canalisations de distribution, branchements : prises de branchements, canalisations de branchements et coffrets) et ouvrages de stockages...
- Matériaux,
- Diamètres,
- Pressions,
- Types de gaz,
- Quantités,
- Dates de mise en service.

Le Concessionnaire communique plusieurs fichiers complémentaires présentant :

- Les quantités de réseau par classe de précision,
- Les quantités de compteurs[16]
- Les quantités de vannes,
- La localisation des ouvrages abandonnés,
- La liste des titres autorisant le Concessionnaire à occuper les sites de stockage dont il n'est pas propriétaire.

De plus, le Concessionnaire fournit une représentation cartographique des réseaux en application de la convention du 15 décembre 2009. Cette convention définit les modalités techniques, administratives et financières de la communication des données numériques géoréférencées des ouvrages gaz à l'Autorité concédante.

Ces données sont fournies par le Concessionnaire une fois par an, au plus tard le 31 mars de chaque année.

L'Autorité concédante relève que les données communiquées sont exhaustives.

Néanmoins, l'Autorité concédante constate que le Concessionnaire procède, depuis quatre exercices, à des corrections des inventaires sur la base des données cartographiques actualisées par la géo-détections des réseaux et de détections ponctuelles d'erreurs humaines des reports de données dans les inventaires.

Ces corrections portent sur les diamètres des canalisations et/ou leurs longueurs : ces corrections peuvent être importantes en volume, si on prend en compte le paramètre du diamètre des canalisations. Elles sont moindres, si la comparaison se limite aux linéaires de canalisations par commune.

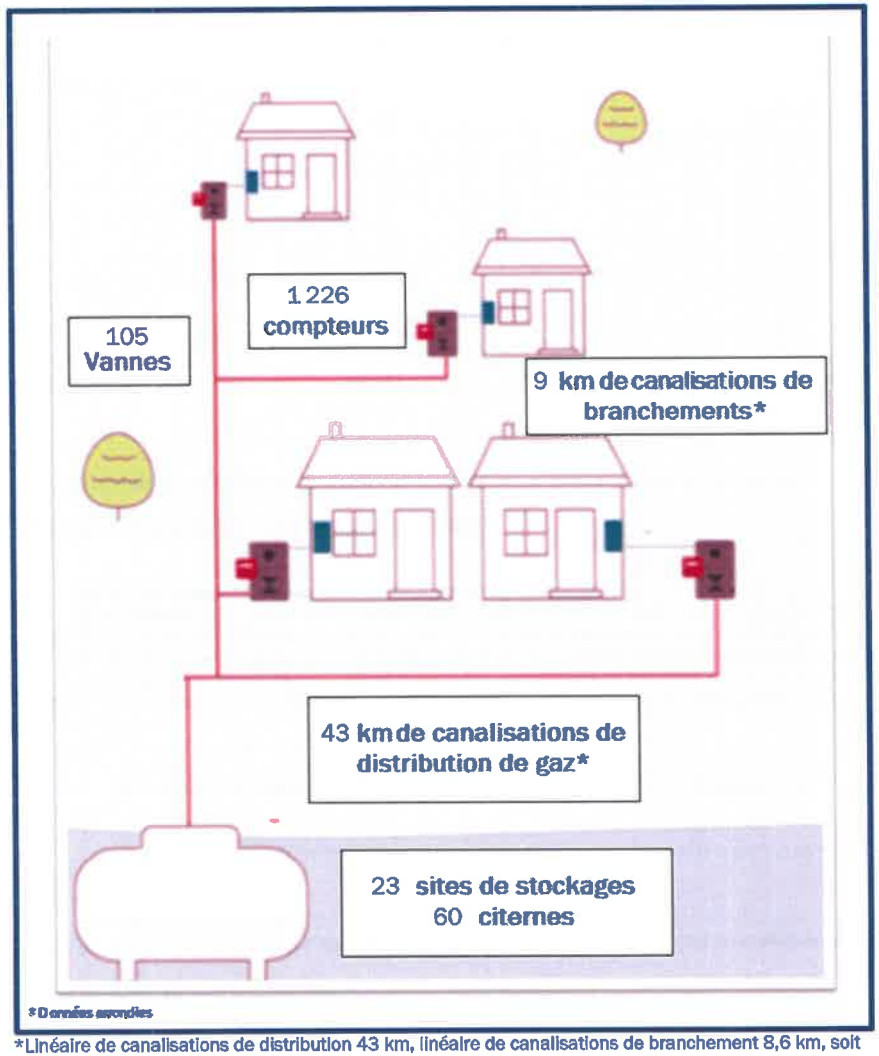
Si le Concédant se félicite des corrections des données de l'inventaire mises en œuvre par le Concessionnaire depuis plusieurs années, il souligne que le caractère récurrent de ces corrections complexifie le suivi et l'analyse des données de l'inventaire et interroge sur sa tenue rigoureuse. Ainsi, pour les données 2022, 4 versions d'inventaires comptables ont été communiquées pour certaines communes (jusqu'à 5 versions pour les données 2021).

Par ailleurs concernant les compteurs il est à noter qu'en 2022, en réponse à une question du concédant, le Concessionnaire a indiqué que l'inventaire des compteurs comportait une erreur pour les données 2018 à 2021 de la commune de Cricqueboeuf (Concession 2008).

[16] Cette catégorie d'ouvrages n'est pas immobilisée à l'inventaire comptable, mais passée en charge d'exploitation au compte d'exploitation.

2. Présentation synthétique des quantités d'ouvrages composant les réseaux

2022 Les ouvrages des réseaux de l'ensemble des Concessions en quantité

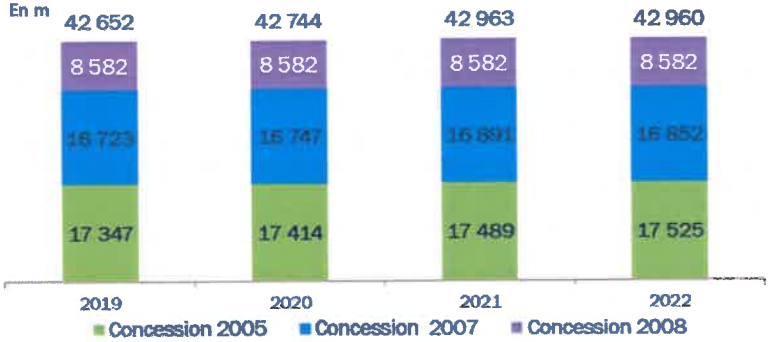


*Linéaire de canalisations de distribution 43 km, linéaire de canalisations de branchement 8,6 km, soit un total de 51,6 km.

52 km de canalisations*

3. Le linéaire de canalisations de distribution

Le linéaire de canalisations de distribution par Concession en mètre de 2019 à 2022 :



En 2022, le linéaire de canalisations de distribution de l'ensemble des Concessions représente 42 960 mètres (près de 43 km). Les Concessions 2005 et 2007, regroupent 80 % du linéaire de réseau concédé à ANTARGAZ ENERGIES.

La Concession 2005 est la Concession disposant du linéaire le plus long, soit 17 525 mètres (17,5 km), vient ensuite la Concession 2007 avec 16 852 mètres (16,9 km) et la Concession 2008 avec 8 582 mètres (8,6 km).

Les canalisations de distribution sont en **polyéthylène haute densité**. Les canalisations de distribution sont exploitées en **moyenne pression** :

- 1,5 bar pour les Concessions 2005 et 2007,
- 4 bar pour la DSP 2008.

Le linéaire de l'ensemble des trois Concessions diminue de 3 mètres en 2022.

Le linéaire de canalisations de distribution posées sur la **Concession 2005** augmente de 37 mètres en 2022.
L'évolution positive du linéaire est liée à une **extension** (commune de Le Molay Littry, +32,37 mètres) et à des **corrections des données** de l'inventaire de la commune de Dozulé (+4,21 mètres).

Le linéaire de canalisations de distribution posé sur la Concession 2007 diminue de 39 mètres en 2022. Cette diminution résulte pour une part, d'une extension sur la commune de Le Hom (Thury-Harcourt) (+31,81 mètres) et de corrections d'inventaires pour une part plus importante (-95,13 mètres sur la commune de Caumont sur Aure (Caumont l'Éventé)).

Le linéaire de canalisations de distribution posées sur la Concession 2008, n'a pas évolué depuis 2019.

Linéaire de canalisations de distribution par commune

Concession 2005 en m	2019	2020	2021	2022
Dozulé	3 729	3 807	3 892[17]	3 896
Le Molay Littry	5 532	5 521	5 522	5 554
Noues de Sienne (Saint Sever Calvados)	4 348	4 348	4 344	4 344
Saint Sylvain	2 144	2 144	2 144	2 144
Ver sur Mer	1 590	1 590	1 588	1 588
Linéaire total hors branchement	17 343	17 411	17 489[8]	17 525

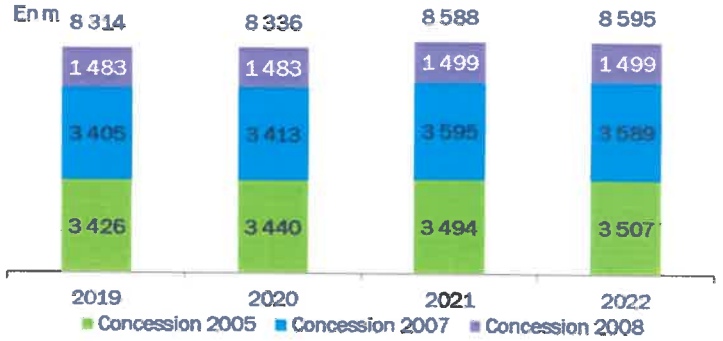
Concession 2007 en m	2019	2020	2021	2022
Caumont sur Aure (Caumont l'Éventé)	4 247	4 247	4 313	4 242
Grandcamp-Maisy	2 715	2 739	2 743	2 743
Val d'Arry (Noyers-Bocage)	1 345	1 345	1 338[8]	1 338
Saint Martin de la Lieue	702	702	722	722
Thaon	2 131	2 131	2 147	2 147
Le Hom (Thury-Harcourt)	5 583	5 583	5 683[8]	5 660
Linéaire total hors branchement	16 723	16 747	16 891[8]	16 852

Concession 2008 en m	2019	2020	2021	2022
Cricqueboeuf	2 212	2 212	2 212	2 212
Grainville sur Odon	4 207	4 207	4 207	4 207
Mondrainville	2 163	2 163	2 163	2 163
Linéaire total hors branchement	8 582	8 582	8 582	8 582

[17] Données corrigées lors de la mission de contrôle 2023, avec la communication des données de l'année 2022.

4. Le linéaire de canalisations de branchements

Le linéaire de canalisations de branchements en mètres par Concession de 2019 à 2022 :



En 2022, le linéaire de canalisations de branchements de l'ensemble des Concessions s'établit à 8 595 mètres (8,6 km). Sur l'ensemble des Concessions, on relève une augmentation globale du linéaire de branchements de 7 mètres entre 2021 et 2022.

Cette évolution est liée à la création de plusieurs raccordements et aux corrections d'inventaires.

Pour ce qui concerne la Concession 2005, le linéaire de branchements est en hausse de 13 mètres, soit 0,4 % du linéaire de branchements. Cette situation résulte de l'augmentation du linéaire de branchements sur la commune de Le Molay Littry par des travaux d'extension et de densification.

Pour ce qui concerne la Concession 2007, le linéaire de branchements diminue de -6 mètres, soit -0,2 % du linéaire de branchements.

Cette évolution est portée par une progression du linéaire de branchements de 10 mètres sur la commune de Le Hom (Thury-Harcourt) et une diminution de 16 mètres sur la commune de Caumont sur Aure (Caumont l'Éventé).

Sur ces -6 mètres, +10 mètres correspondent aux 2 raccordements réalisés en 2022 sur les communes de Caumont sur Aure (Caumont l'Éventé) et de Le Hom (Thury-Harcourt), le solde (-16 mètres) est lié aux corrections des inventaires de ces deux communes.

Pour ce qui concerne la Concession 2008, le linéaire de branchements n'a pas évolué.

Linéaire de canalisations de branchements par commune

Concession 2005 en m	2019	2020	2021	2022
Dozulé	885	895	895	895
Le Molay Littry	1 054	1 058	1 058	1 071
Noues de Sienne (Saint Sever Calvados)	942	942	991	991
Saint Sylvain	322	322	322	322
Ver sur Mer	224	224	228	228
Linéaire total de branchement	3 426	3 440	3 494	3 507

Concession 2007 en m	2019	2020	2021	2022
Caumont sur Aure (Caumont l'Éventé)	886	886	978	962
Grandcamp-Maisy	508	508	532	532
Val d'Arry (Noyers-Bocage)	277	277	289	285
Saint Martin de la Lieue	115	115	120	120
Thaon	511	511	516	516
Le Hom (Thury-Harcourt)	1 109	1 116	1 164[8]	1 174
Linéaire total de branchement	3 405	3 413	3 595[8]	3 589

Concession 2008 en m	2019	2020	2021	2022
Cricqueboeuf	132	132	132	132
Grainville sur Odon	961	961	977	977
Mondrainville	390	390	390	390
Linéaire total de branchement	1 483	1 483	1 499	1 499

Linéaire total de canalisations par commune (canalisations de distribution et canalisations de branchements)

Concession 2005 en m	2019	2020	2021	2022
Dozulé	4 614	4 703	4 787[8]	4 791
Le Molay Littry	6 585	6 579	6 580	6 625
Noues de Sienne (Saint Sever Calvados)	5 290	5 290	5 335	5 335
Saint Sylvain	2 466	2 466	2 466	2 466
Ver sur Mer	1 814	1 814	1 815	1 815
Linéaire total	20 769	20 851	20 983[8]	21 032

Concession 2007 en m	2019	2020	2021	2022
Caumont sur Aure (Caumont l'Éventé)	5 133	5 133	5 291	5 205
Grandcamp-Maisy	3 223	3 247	3 275	3 275
Val d'Arry (Noyers Bocage)	1 622	1 622	1 623	1 623
Saint Martin de la Lieue	817	817	842	842
Thaon	2 643	2 643	2 664	2 664
Le Hom (Thury Harcourt)	6 691	6 698	6 792[8]	6 834
Linéaire total	20 129	20 160	20 487[8]	20 442

Concession 2008 en m	2019	2020	2021	2022
Cricqueboeuf	2 343	2 343	2 343	2 343
Grainville sur Odon	5 168	5 168	5 185	5 185
Mondrainville	2 553	2 553	2 553	2 553
Linéaire total	10 065	10 065	10 081	10 081

5. Le stockage

En fonction de l'interdistance importante entre certaines demandes d'alimentation en gaz, des réseaux séparés ont été construits dans certaines communes, nécessitant l'implantation de plusieurs sites de stockages.

C'est le cas notamment sur les communes de Noues de Sienne (Saint-Sever Calvados), du Molay-Littry et de Dozulé, Val d'Arry (Noyers-Bocage), Le Hom (Thury-Harcourt) et Thaon.

Nombre de sites de stockage et de citernes par Concession en 2022 :

Concession	Nb de communes	Nb de sites de stockage	Nb de sites de stockage par commune	Nb de citernes	Capacité de stockage en tonnes	Observations
2005	5	10	3 (Dozulé et Le Molay Littry)	29	102,5	Dernier site de stockage créé en 2018 (Le Molay Littry)
2007	6	13	5 (Thaon)	31	116,1	Rattachement du lotissement des Forgettes en 2019 (Val d'Arry – Noyers-Bocage + 2 citernes)
2008	Sans objet (gaz naturel)					

La contenance globale des citernes atteint 218,6 tonnes soit, en moyenne près de 9,5 tonnes par site de stockage. 53 % de cette capacité de stockage sont localisés sur la Concession de 2007.

Le dimensionnement moyen des stockages équivaut à une consommation d'un peu plus de 3 GWh, c'est-à-dire de 15 % à 20 % des consommations annuelles constatées sur ces deux Concessions sur les trois derniers exercices. Globalement, les sites de stockage apparaissent en moyenne surdimensionnés par rapport aux besoins des usagers.

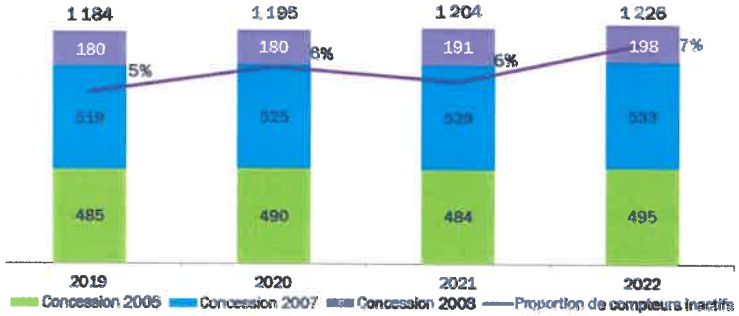
Plus des trois quarts des citernes de stockage (80 %) sont enterrées, soit 48 des 60 unités. En sus des revêtements existants sur les citernes (protection passive), leurs conditions d'implantation nécessitent la mise en place d'une protection cathodique active (anodes sacrificielles) afin d'éviter les phénomènes de corrosion.

Le nombre de citernes de stockage n'a pas évolué depuis 2019.

La Concession 2008 est alimentée en gaz naturel depuis des infrastructures de distribution situées en amont et exploitées par GRDF.

6. Les compteurs

Nombre de compteurs par Concession et proportion de compteurs inactifs de 2019 à 2022 :



On dénombre 1 226 compteurs dont 495 pour la Concession 2005, 533 pour la Concession 2007 et 198 pour la Concession 2008 (on ne dénombre pas ici les compteurs des usagers isolés).

En réponse à la demande du concédant, le Concessionnaire a indiqué une erreur sur le nombre de compteurs industriels de la commune de Cricqueboeuf (DSP 2008) communiqué pour 2018 à 2021. Les données ci-dessus tiennent compte de la correction.

Le taux de compteurs inactifs est de 7 % pour l'ensemble des Concessions.

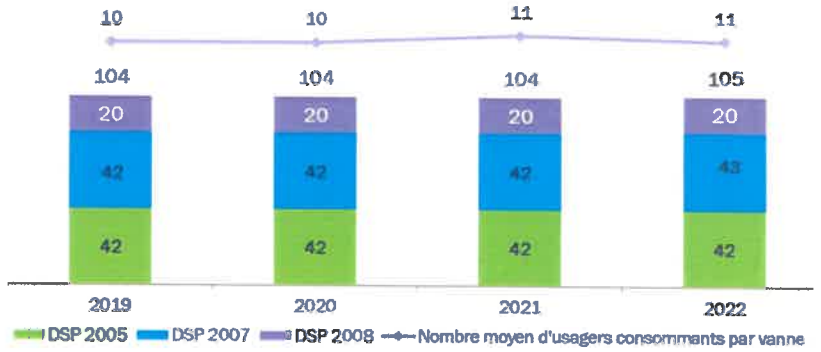
Le taux de compteurs inactifs est de 11 % pour la Concession 2005, 5 % pour les Concessions 2007 et 14 % pour la Concession 2008.

On observe des écarts entre le nombre de compteurs et le nombre d'usagers consommateurs (1 226 compteurs pour les trois Concessions versus 1 113 usagers consommateurs).

Le Concessionnaire explique ceux-ci par le fait « qu'il s'agit d'un turnover des usagers sur les logements (locataires, vente). Les données sont arrêtées au 31/12 et certains logements sont vacants sans pour autant que le compteur soit retiré, car en attente de l'arrivée d'un nouvel usager. »

7. Les vannes

Le Nombre de vannes par Concession de 2019 à 2022 et le nombre moyen d'usagers par vanne :



Les vannes permettent d'isoler une partie de réseau défaillant tout en préservant l'alimentation des usagers situés en amont.

En 2022, aucune vanne n'a été posée sur l'ensemble des Concessions. L'augmentation d'une vanne sur la Concession 2007 est due à une correction de l'Inventaire de la commune de Caumont sur Aure (Caumont l'Éventé).

Sur l'ensemble des Concessions, les vannes posées permettent, en moyenne, de limiter à environ 11, le nombre d'usagers coupés en cas d'incident.

Pour ce qui concerne la Concession 2005 : En moyenne une vanne est posée tous les 417 mètres et correspond à une moyenne de 10 usagers consommateurs.

Pour ce qui concerne la Concession 2007 : En moyenne sur cette Concession, une vanne est posée tous les 392 mètres et correspond à une moyenne de 12 usagers consommateurs.

Pour ce qui concerne la Concession 2008 : en moyenne, une vanne est posée tous les 429 mètres. Ce linéaire reste plus élevé que sur les Concessions de 2005 et 2007. En moyenne, une vanne correspond à 9 usagers consommateurs.

8. La cartographie des ouvrages

L'Autorité concédante rapproche les données cartographiques et les données des inventaires comptables communiquées par le Concessionnaire. Ce rapprochement a conduit à identifier des écarts récurrents plus ou moins importants. En 2022, certains écarts de longueurs détectés en 2021 ont disparu ou se sont réduits, notamment ceux existant sur les communes de Dozulé, Thaon et Le Hom (Thury-Harcourt). D'autres écarts peu importants ont très légèrement augmenté : Caumont sur Aure (Caumont l'Éventé) et Grainville sur Odon.

Sur l'ensemble des Concessions, l'écart s'élève à 133 mètres (en valeurs absolues), soit 0,3 % du linéaire technique total. Ce différentiel a diminué de 45 mètres en 2022. Cet écart est limité.

La règlementation anti-endommagement des réseaux enterrés impose aux exploitants de réseaux dits « sensibles », depuis 2012, de garantir avec précision la localisation des réseaux qu'ils mettent en service. À compter du 1er janvier 2020, cette obligation a été étendue à l'ensemble des réseaux sensibles situés dans les unités urbaines au sens de l'INSEE[18]. Au 1er janvier 2026, cette obligation s'entendra aux réseaux sensibles situés en dehors de ces unités urbaines. La classe de précision de géoréférencement attendue des réseaux dits sensibles est la classe « A », sauf exception dont la liste est fixée par la règlementation. Les classes de précision sont au nombre de 3 :

- Classe A : incertitude de localisation inférieure ou égale à 40 cm si le réseau est rigide ou à 50 cm si le réseau est flexible,
- Classe B : incertitude de localisation maximale de localisation supérieure à celle relative à la classe A et inférieure ou égale à 1,5 m,
- Classe C : incertitude maximale de localisation supérieure à 1,5 m, ou si l'exploitant n'est pas en mesure de fournir la localisation correspondante.

Les réseaux de distribution de gaz sont des réseaux sensibles. Le Concessionnaire a donc l'obligation de localiser avec une précision de classe A depuis le 1er janvier 2020 les réseaux situés en unités urbaines et au 1er janvier 2026 les réseaux situés en dehors de ces unités urbaines. Sur le périmètre des Concessions, les communes classées en unité urbaine sont les suivantes : Dozulé, Le Hom (Thury-Harcourt), Le Molay-Littry, Cricqueboeuf, Mondrainville et Grainville-sur-Odon.

Les taux de linéaire de réseau en classe de sensibilité A pour ces communes sont les suivants :

Concession	Communes en unité urbaine	Longueurs en mètre de réseaux par classe de sensibilité			Proportion du linéaire de canalisations en classe A
		A	B	C	
2005	Dozulé	4 759	28		99 %
	Le Molay-Littry	6 624			100 %
2007	Le Hom (Thury-Harcourt)	6 768	68		99 %
2008	Cricqueboeuf	2 173	56	115	93 %
	Grainville-sur-Odon		5 184		0 %
	Mondrainville	2 553			100 %

Pour les communes de Dozulé (Concession 2005) et Cricqueboeuf (Concession 2008), le Concessionnaire précise que les réseaux en classe de sensibilité B et C ont fait l'objet d'une détection, mais des contraintes d'accès n'ont pas permis une classification en A. Le Concédant attire l'attention du Concessionnaire sur la nécessité de réaliser la détection des réseaux sur la commune de Grainville-sur-Odon.

Pour les communes n'appartenant pas à une unité urbaine, il est à noter en 2022 qu'il n'y a pas eu d'évolution du taux de réseau en classe A. Les communes de Noues de Sienne (Saint-Sever Calvados) présentent 99 % du réseau en classe A et Caumont sur Aure (Caumont l'Éventé) 100 %. Le Concessionnaire a déclaré mener des opérations de détection des réseaux en 2023 sur les communes de Grainville-sur-Odon, Grandcamp-Maisy et Saint-Sylvain.

[18] La notion d'unité urbaine repose sur la continuité du bâti et le nombre d'habitants. Les unités urbaines sont construites en France métropolitaine et dans les DOM d'après la définition suivante : une commune ou un ensemble de communes présentant une zone de bâti continu (pas de coupure de plus de 200 mètres entre deux constructions) qui compte au moins 2 000 habitants.

BILAN DE LA PARTIE OUVRAGES

POINTS FORTS :

- Exhaustivité des données techniques relatives aux ouvrages, communiquées par le Concessionnaire,
- Taux de réseau en classe A important pour 5 des 6 communes situées en unités urbaines,

POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER :

- Améliorer le taux de réseau en classe A pour la commune de Grainville-sur-Odon située en unité urbaine (détection des réseaux à réaliser)
- Poursuivre le travail de correction des erreurs des inventaires comptables (erreurs de linéaire) et technique pour les compteurs et les vannes.

IV. LA QUALITÉ DE FOURNITURE ET LA SÉCURITÉ

1. Le nombre d'incidents sur ouvrages exploités par le Concessionnaire

Nb d'incidents sur ouvrages exploités	2019	2020	2021	2022
Concession 2005	7	5	2	5
Concession 2007	13	3	9	4
Concession 2008	3	1	1	1
Total	23	9	12	10

Pour les 3 Concessions, ANTARGAZ ENERGIES a recensé 15 appels de tiers (26 en 2021) dont les deux tiers (10) concernaient le réseau exploité et 5 correspondaient à des ouvrages qui ne sont pas sous la responsabilité du Concessionnaire (odeurs autres que gaz, citernes particulières, etc.).

Le nombre d'incidents sur les ouvrages exploités par le Concessionnaire fluctue d'une année à l'autre. Il diminue en 2022 par rapport à 2021, comparable à celui des deux années antérieures.

Aucun incident majeur n'a été constaté[19].

Les dispositions règlementaires applicables en la matière[20] imposent aux opérateurs de réseaux de gaz combustibles d'assurer un enregistrement rigoureux de l'ensemble des signalements, de collecter la chronologie (de la réception du signalement à la clôture de l'intervention), d'archiver et d'interpréter ces informations.

Le Concessionnaire a pu fournir les formulaires de réception d'alarme et les rapports d'intervention d'urgence sur les réseaux pour chaque incident.

[19] Pour ANTARGAZ ENERGIES, un incident majeur est un incident concernant un endommagement des parties souterraines du réseau et une fuite importante (classe 1, débit élevé ne permettant pas la formation de bulles lors de l'application de produit moussant) ou un incident ayant entraîné l'évacuation de civils ou un incident ayant causé des dommages aux personnes ou un incident ayant causé des dommages aux biens (hors équipements du réseau) ou un incident ayant entraîné une interruption de l'alimentation gaz des clients sans notification plus de 24h.

[20] Article 17 de l'arrêté du 13 juillet 2000 modifié portant règlement de sécurité de la distribution de gaz combustible par canalisations et cahier des charges RSDG n° 9.

Des signalements à l'analyse des incidents 2022

15 signalements :
Appels de tiers (usagers, pompiers...)
à la plate-forme d'appels « Urgence sécurité gaz en réseau »
0801 01 07 07

15 déplacements d'un prestataire sur site

5 incidents sur ouvrages non exploités par le Concessionnaire (installations intérieures, citernes particulières, etc.), incidents non constatés (odeurs autres que gaz, citernes particulières, etc.)

10 incidents sur ouvrages exploités par le Concessionnaire (canalisations de réseau, de branchement, vannes, coffrets et compteurs, conduite d'immeuble, conduites montantes, réservoir, armoire de détente, etc.)

Analyse	Incidents sur ouvrages non exploités par le Concessionnaire	Incidents sur ouvrages exploités par le Concessionnaire
Principal motif des signalements	Odeur de gaz / Incendie	Odeur de gaz
Principal siège des incidents	Installation intérieure	Coffret et compteur
Principal équipement concerné	Sans objet	Régulateur

2. Les détails des incidents sur ouvrages exploités

Incidents sur ouvrages exploités par le Concessionnaire		Concession 2005	Concession 2007	Concession 2008	Sous total	Total
Nature des incidents	Odeur de gaz	2	4	1	7	10
	Manque de gaz	2			2	
	Autres	1			1	
Sièges	Réseau et branchements					10
	Coffrets et compteurs	4	4	1	9	
	Stockages	1			1	
Nb d'usagers coupés		2	0	0	2	2

ANTARGAZ ENERGIES n'informe plus systématiquement le SDEC ENERGIE des incidents au fil de l'eau.

Seuls les incidents majeurs font l'objet d'une information de ce type en direction de l'Autorité Concédante.

Les rapports d'incidents et les rapports d'intervention d'urgence sur les réseaux ne sont plus communiqués à la suite des incidents, mais lors de la remise du CRAC (Compte-Rendu annuel d'Activité de la Concession), une fois par an.

Par ailleurs, le Concessionnaire communique désormais les conséquences des incidents : 2 usagers coupés pour l'ensemble des appels, tous en lien avec des incidents concernant les ouvrages exploités par le Concessionnaire. Le Concessionnaire a précisé sur ce point que les interventions sont souvent liées à un seul branchement.

En 2022, le nombre d'incidents relevés à partir des appels de tiers portent pour deux tiers (67 %) sur les ouvrages exploités par le Concessionnaire.

Les motifs de ces appels sont principalement les odeurs de gaz, qu'ils portent ou non sur des ouvrages exploités par le Concessionnaire.

Sur les 10 incidents sur des ouvrages exploités par le Concessionnaire, 9 (90 %) ont eu pour siège un coffret ou un compteur.

Aucun dommage aux ouvrages gaz en exploitation lors de travaux réalisés à proximité des réseaux n'est à déplorer en 2022, comme en 2021. Une conduite de gaz a été endommagée lors de travaux, mais celle-ci était hors service.

Le Concessionnaire s'est engagé, lors de la mission de contrôle 2022, à identifier clairement dans le tableau de synthèse les incidents dus à une fuite de gaz. Cette précision reste en attente.

3. La durée d'intervention des entreprises d'intervention d'urgence

Historique des interventions (Durée entre l'appel et l'arrivée sur site en minutes)		2019	2020	2021	2022
Concession 2005	Durées moyennes	52	59	49	47
	Nombre	11	7	13	9
Concession 2007	Durées moyennes	46	47	46	53
	Nombre	14	11	4	5
Concession 2008	Durées moyennes	54	52	50	63
	Nombre	3	1	7	1
Total des 3 Concessions	Durées moyennes	49	52	49	50
	Nombre	28	19	24	15

Tous les signalements d'incidents ont donné lieu à une intervention d'urgence des prestataires du Concessionnaire.

Le Concessionnaire a contractualisé les délais d'intervention de ses prestataires d'urgence sécurité gaz. Ainsi, au niveau national, les délais des interventions doivent être inférieurs à 1h dans 80 % des cas, inférieurs à 1h30 dans 95 % des cas et inférieurs à 2h dans tous les cas.

Sur l'ensemble des trois Concessions, la durée moyenne de ces interventions est passée sous une heure depuis 2016 (50 minutes en 2022).

Dans 73 % des cas, le personnel d'urgence est arrivé sur le site en moins d'1h et dans 100 % des cas, en moins d'1h30.

Ce délai seuil est jugé comme acceptable par le Concessionnaire. Notons également que le délai moyen observé en 2022 est inférieur de 10 minutes au délai d'intervention d'urgence fixé dans le Contrat de Service Public signé entre GRDF et l'État (96 % des interventions en moins d'une heure).

4. La surveillance des réseaux

Chaque année, ANTARGAZ ENERGIES contrôle les réseaux de distribution de gaz, sur l'ensemble des communes. La règlementation[21] impose une surveillance a minima tous les 4 ans de l'étanchéité des réseaux (hors réseau créé dans l'année, points singuliers[22], etc.). Le Concessionnaire indique qu'il n'a identifié aucun point singulier sur les communes concernées des 3 Concessions.

En 2022, le Concessionnaire a déclaré avoir surveillé la totalité du linéaire des réseaux concédés (canalisations de distribution et de branchements), même s'il n'a reporté dans les CRAC (Comptes rendus d'activité) que les linéaires de canalisations contrôlées hors branchement.
L'activité de surveillance des réseaux s'inscrit donc à un niveau élevé puisqu'elle couvre annuellement la totalité des réseaux en exploitation.
Le Concessionnaire n'a constaté aucune fuite sur les réseaux lors des visites de surveillance.

Néanmoins le Concédant relève à nouveau que les comptes rendus des contrôles périodiques des réseaux communiqués par Concessionnaire sont à :

- Fiabiliser concernant les données relatives au nombre de branchements, de PCE, de compteurs totaux et de compteurs fermés mentionnés,
- Compléter avec les résultats du contrôle des moyens de lutte contre l'incendie,
- Rendre cohérents avec les ouvrages réellement présents sur les communes (état du stockage gaz pour les communes desservies en gaz naturel).

Les visites de recherche systématiques de fuite permettent la surveillance des robinets de réseau (vannes) et ainsi de vérifier leur repérage, leur accessibilité et leur manœuvrabilité. Le détail des ouvrages vérifiés n'a pas été communiqué, cependant le Concessionnaire indique que, pour 2022, l'ensemble des organes de coupure des réseaux des 3 Concessions sont repérés, accessibles et manœuvrables.

Des inspections périodiques des citernes de stockage ont été réalisées sur 14 citernes réparties parmi les 60 citernes au total.

On peut noter un manque de communication des dates d'intervention effectives des entreprises de surveillance.

[21] Arrêté du 13 juillet 2000 modifié portant règlement de sécurité de la distribution de gaz combustible par canalisations et cahier des charges RSDG 14 du 11 février 2022.
[22] L'article 20 de l'arrêté du 13 juillet 2000 modifié portant règlement de sécurité de la distribution de gaz combustible par canalisations précise que les points singuliers du réseau tels que les traversées de rivière ou les passages le long d'ouvrages d'art font l'objet d'un programme de suivi spécifique et formalisé. Le RSDG 14 du 11 février 2022 précise article 10.1 « Les points singuliers sont des parties du réseau soumises à des sollicitations spécifiques liées à leur environnement. » et cite, aux articles 10.2 à 10,5, les passages le long d'ouvrages d'art ou en aérien, traversées de rivière, traversées en acier sous fourreau de voies de chemin de fer ou de voies à grande circulation et galeries techniques.

BILAN DE LA PARTIE QUALITE DE FOURNITURE ET SECURITE

POINTS FORTS :

- Pas d'incident majeur constaté.
- Durée moyenne des interventions d'urgence sous une heure depuis 2016.
- Une activité de surveillance des réseaux qui s'inscrit à un niveau élevé puisqu'elle couvre annuellement la totalité du linéaire en exploitation.

POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER :

- Le recensement des incidents dus à une fuite de gaz.
- Les comptes rendus des contrôles périodiques des réseaux restent à fiabiliser, compléter et rendre cohérents avec les ouvrages présents.

POINTS NON CONFORMES OU EN ATTENTE RÉCURRENTE :

- Communiquer en amont et suffisamment tôt, aux communes et au SDEC ENERGIE, les dates précises des contrôles annuels des réseaux et des inspections périodiques de site de stockage.

V. LA COMPTABILITÉ ET LES FINANCES

1. Données comptables et financières communiquées

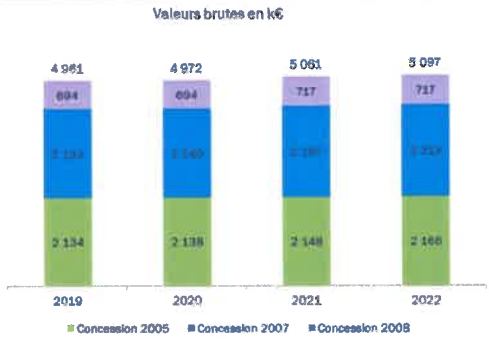
Les documents financiers qui ont été transmis par le Concessionnaire au titre de la mission de contrôle 2023 (exercice comptable 2022) sont :

- La synthèse des recettes d'énergie et autres recettes par commune,
- Le détail des redevances, taxes et RODP par commune,
- Les comptes d'exploitation par Concession,
- Les inventaires comptables par commune.

Les obligations pesant sur le Concessionnaire en termes de communication des données au titre du compte rendu d'activité sont globalement satisfaites.

Néanmoins, l'Autorité concédante relève que les corrections nombreuses et régulières des inventaires comptables bien qu'indispensables complexifient la mission de contrôle et interrogent la solidité des procédures d'immobilisation du Concessionnaire.

2. La valeur brute des ouvrages[23]



La valeur brute des ouvrages des trois Concessions s'élève à 5 097 k€. Elle progresse très légèrement en 2022 de 0,7 % ou 35 k€.

La valeur brute des ouvrages de la Concession 2005 s'établit à 2 166 k€ en 2022. Elle progresse d'un peu plus de 0,8 % en 2022. Cette variation est similaire à celle mesurée lors des trois derniers exercices.

La valeur brute des ouvrages de la Concession 2007 s'établit cette année à 2 213 k€.

Après une variation importante en 2021, la valeur brute des ouvrages de la Concession 2007 progresse d'un peu moins de 0,8 % en 2022.

La valeur brute des ouvrages de la Concession 2008 s'établit à 717 k€ en 2022. la valeur des ouvrages de cette Concession n'a pas évolué depuis 2020.

Les biens de retour représentent 86 % de la valeur brute des trois Concessions. Ces biens reviendront gratuitement à l'autorité concédante au terme des Concessions 2005 et 2007.
Pour ce qui concerne la Concession 2008, ils reviendront à l'autorité concédante moyennant le versement d'une indemnité.
Les biens de retour sont en progression de 29 k€ par rapport à 2021.

Cette évolution provient de deux mises à l'inventaire en 2022 sur les communes du Molay Littry pour la Concession 2005, et de Caumont sur Aure (Caumont l'Eventé) et Le Hom (Thury Harcourt) pour la Concession 2007.

De plus, le Concessionnaire a procédé à plusieurs corrections d'inventaire (en quantité et valeur) et a par ailleurs :

- reporté à l'inventaire en 2022 des ouvrages mis en service en 2021 sur les communes de, Caumont sur Aure et Grandcamp Maisy (Concession 2007) et Grainville sur Odon (Concession 2008),
- procédé à un complément de valeur pour un ouvrage mis en service en 2015 pour un ouvrage de stockage sur la commune de Dozulé (Concession 2005).

Le Concédant souligne que l'inscription des valeurs brutes à l'inventaire reste à parfaire. Il s'agit d'une remarque récurrente. Le Concédant note à nouveau l'existence :

- de plusieurs lignes d'inventaires non valorisées. Si le Concessionnaire a présenté plusieurs explications à cet état de fait, plusieurs immobilisations devraient néanmoins faire l'objet d'une valorisation.
- d'anomalies concernant la comptabilisation des remises gratuites et l'absence valorisation des retraits d'ouvrages.

[23] En annexe n° 1, le lecteur trouvera la valeur brute du patrimoine par communes.

Éléments à retenir

Quelques définitions	
La valeur brute	La valeur brute d'un ouvrage correspond à sa valeur d'entrée à l'inventaire comptable et plus particulièrement à son coût d'acquisition si elle a été acquise à titre onéreux, à son coût de production si elle a été produite par l'entreprise, ou à sa valeur vénale si elle a été acquise à titre gratuit.
La valeur nette comptable	La valeur d'un actif à un instant t. se calcule à partir de la valeur brute à laquelle on soustrait les amortissements et provisions (diminution de valeur). Pour la détermination de la valeur nette comptable (VNC) la formule de calcul est plutôt simple : VNC = Prix d'achat HT — amortissements — provisions.

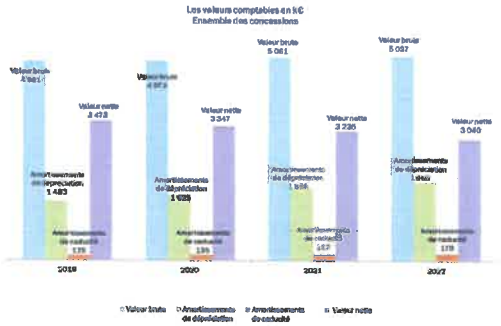
Le régime des biens en Concession

Typologies	Définitions	Les ouvrages
Biens de retour	Les biens de retour, sont des biens meubles et immeubles indispensables à l'exécution du service public et qui font retour, en principe gratuitement, à la personne publique en fin de Concession.	- Canalisations de distribution, - Prises de branchement, - Canalisations de branchement, - Coffrets et armoires multi comptage (qui contiennent le régulateur, les organes de coupure et les compteurs).
Biens de reprise	Il s'agit ici des biens qui n'ont pas été remis par le délégant au délégataire en vue de leur gestion par celui-ci et qui ne sont pas indispensables au fonctionnement du service public. Ils sont, sauf stipulation contraire, la propriété du Concessionnaire. Ils peuvent être rachetés par la personne délégante en fin de contrat	- Réservoirs, Lignes de détente, ouvrages de vaporisation, aménagements et équipements divers des ouvrages de stockage.
Biens propres	Les biens propres qui restent la propriété du délégant, sauf accord particulier entre les parties	Tous les autres ouvrages.

Retour des ouvrages au Concédant au terme des Concessions

Typologies	Concession 2005 Concession 2007	Concession 2008
Biens de retour	Les biens de retour reviennent à l'Autorité concédante gratuitement à la fin de la Concession	Le Concessionnaire reçoit de l'Autorité concédante une indemnité égale à la valeur nette comptable des ouvrages concédés financés par le Concessionnaire, réévaluée au moyen de l'indice du PIBM (Produit Intérieur Brut Marchand).
Biens de reprise	En fin de Concession, ils peuvent être repris par l'Autorité concédante à la condition que cette dernière exerce cette prérogative moyennant un prix à déterminer selon la libre négociation des parties, sans que le Concessionnaire ne puisse s'opposer à cette reprise.	

Les valeurs nettes et les amortissements[24]



En 2022, la valeur nette des ouvrages s'élève à 3 040 k€ pour les Concessions 2005, 2007 et 2008.

Elle se répartit comme suit :
- Concession 2005 : 1 205 k€,
- Concession 2007 : 1 293 k€,
- Concession 2008 : 543 k€.

La valeur nette est obtenue en minorant de la valeur brute, le montant des amortissements de dépréciation pratiqués par le Concessionnaire.

Le Concessionnaire pratique des amortissements de caducité pour les biens de retour, pour les Concessions 2005 et 2007 et des amortissements de dépréciation pour l'ensemble des biens (biens de retour et biens de reprise) pour les trois Concessions.

Les durées d'amortissement utilisées sont celles prévues aux cahiers des charges.

De manière récurrente, le concédant signalait que la pratique des amortissements était à parfaire, car d'une part des amortissements de caducité constitués sur des biens de reprise en 2018 n'avaient pas été régularisés depuis lors et d'autre part plusieurs tests avaient mis en évidence des insuffisances d'amortissement de dépréciation pour les biens de retour et pour les biens de reprise pour les Concessions 2005 et 2007.

Ces constats ont été partiellement corrigés, le Concessionnaire ayant constitué en 2022, des reprises exceptionnelles d'amortissements.

Il est à noter que la convention de la Concession 2008 comporte une clause indemnitaire concernant les biens de retour :

« *Article 37 — Fin de la Concession*
A la date de fin de Concession :
a) Les biens propriété de l'Autorité concédante et affectés à l'exploitation sont restitués à cette dernière en bon état d'entretien et de fonctionnement compte tenu de leur âge, de leur destination et de leur usage.
b) Le Concessionnaire reçoit de l'Autorité concédante une indemnité égale à la valeur nette comptable des ouvrages concédés financés par le Concessionnaire, réévaluée au moyen de l'indice du PIBM (Produit Intérieur Brut Marchand) ».

➲ **L'existence de cette clause vient renforcer l'enjeu d'une correcte comptabilisation des amortissements, puisque celle-ci aura une incidence sur le montant de l'indemnité à verser au Concessionnaire dans le cas d'une fin de contrat à échéance pour la Concession 2008. Pour les Concessions 2005 et 2007 l'incidence de la correcte comptabilisation sur une éventuelle indemnité ne pourrait concerner que le cas d'une résolution anticipée.**

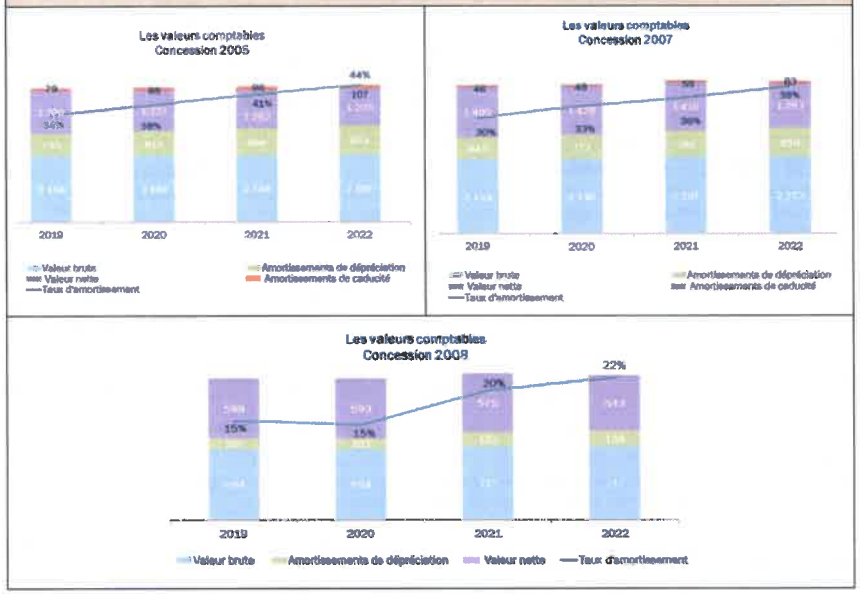
[24] En annexe n° 1, le lecteur trouvera la valeur nette du patrimoine par commune et par Concession.

Éléments à retenir

Ouvrages	Concessions 2005 et 2007	Concession 2008
	Durées d'amortissement	
Réseau/branchement	30 ans	50 ans
Comptage	Pas d'amortissement	
Aménagements et équipements divers (stockages)	15 ans/30 ans	

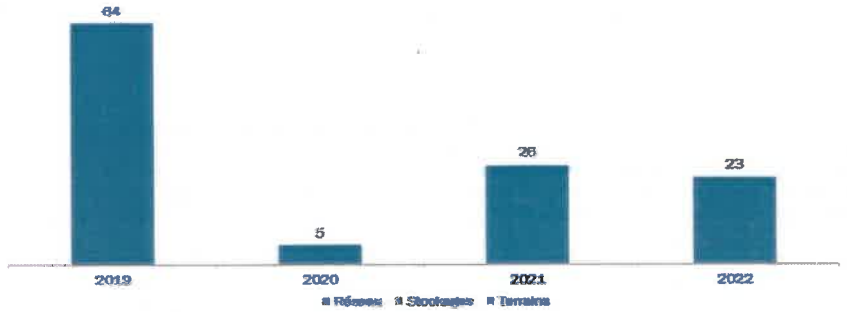
Les méthodes d'amortissement du Concessionnaire	
Réseau – Branchement	– Constitution d'amortissement de dépréciation sur la durée d'amortissement indiquées ci-dessus et, – Constitution d'un complément de caducité, lorsque la durée d'amortissement du bien est plus longue que la durée de la convention de Concession, afin que le bien puisse revenir gratuitement à l'Autorité concédante au terme du contrat.
Stockage	– Constitution d'amortissement de dépréciation sur la durée d'amortissement indiquée ci-dessus.

Les valeurs comptables par Concession en k€



4. Les dépenses d'investissements

Dépenses d'investissements pour l'ensemble des Concessions en k€ de 2019 à 2022 :



En 2022, pour la troisième année consécutive, les dépenses d'investissements immobilisées restent très limitées. Sur l'ensemble des Concessions, le montant de ces dépenses s'établit à 23 k€.

Sur le périmètre de la Concession 2005, le Concessionnaire a réalisé 11 k€ de dépenses d'investissements correspondant à une extension de réseau de 38 m de canalisations de distribution sur la commune du Molay Littry et à une opération de densification (implantation d'un coffret et de 8 mètres de canalisation de branchement).

Sur le périmètre de la Concession 2007, le Concessionnaire a réalisé 12 k€ de dépenses d'investissements correspondant à :

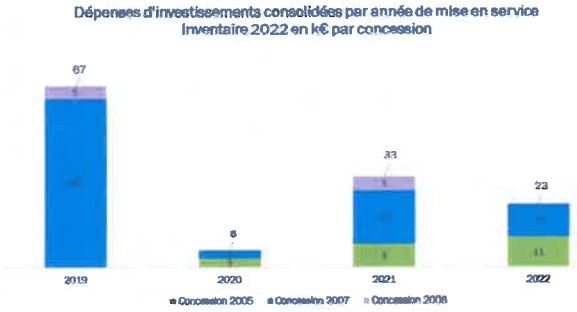
- une extension de réseau de 25 m de canalisations de distribution sur la commune de Caumont sur Aure (Caumont l'Éventé),
- deux extensions de réseau sur la commune de Le Hom (Thury Harcourt) d'une longueur globale de 31 m.

Aucune dépense d'investissements n'a été immobilisée à l'inventaire pour ce qui concerne la Concession 2008. Depuis 2015, les investissements sur cette Concession sont limités.

Il est à noter que le Concessionnaire a immobilisé en 2022 des ouvrages mis en service en 2021 :

- sur le périmètre de la Concession 2007, pour les communes de Caumont sur Aure (pour moins de 3 K€), et de Grandcamp-Maisy (pour 4 k€)
- sur le périmètre de la Concession 2008, pour la commune de Grainville sur Odon

Il s'agit d'un phénomène récurrent, le diagramme ci-dessous présente donc la valeur brute des ouvrages consolidée sur la base de l'inventaire 2022, par Concession pour les 4 derniers exercices :



5. Le renouvellement des ouvrages

Les cahiers des charges des conventions de Concession ne comportent aucune obligation contractuelle de constituer une provision pour le renouvellement des ouvrages. La seule obligation qui y figure concerne l'état du patrimoine qui doit être restitué à l'Autorité concédante en état normal de service à l'échéance des Concessions.

Il est probable qu'à court terme, les besoins de renouvellement soient limités. À moyen terme, il conviendra de demander au Concessionnaire d'évaluer les charges futures de renouvellement et de les formaliser au travers d'un plan de renouvellement. En fonction de leur significativité, ces charges pourraient devoir faire l'objet d'un étalement par le biais de la provision pour renouvellement.

Rappel : il est prévu dans les cahiers des charges que : « *trois ans avant le terme du présent contrat, les parties se rapprocheront afin d'établir un état des lieux et un état descriptif des travaux d'entretien ou de renouvellement restant à réaliser par le Concessionnaire selon un échéancier et en tout état de cause, avant le terme du contrat* ».

6. Le compte « droits du Concédant »

Qu'est-ce que c'est ?

Il s'agit d'un compte inscrit au passif du bilan du Concessionnaire (compte 229)
Le compte « droit du Concédant » correspond, au terme de la Concession, à la valeur des biens qui seront remis par le Concessionnaire. Il représente la part des ouvrages financés par la collectivité, les usagers et les tiers. A la fin du contrat, il est égal à la valeur d'actif net du patrimoine concédé.

Les droits du concédant au bilan du concessionnaire

Actif	Passif
Immobilisations ⟺	Droits du concédant
Actif circulant	Capitaux propres
Trésorerie	Dettes financières
	Autres

Depuis les données 2020, le Concessionnaire communique par immobilisation portant sur les biens de retour, le montant des droits du Concédant correspondant.

En pratique la valeur qui figure dans cette colonne correspond à la valeur nette comptable des biens de retour, diminuée de la somme des amortissements de caducité constatés.

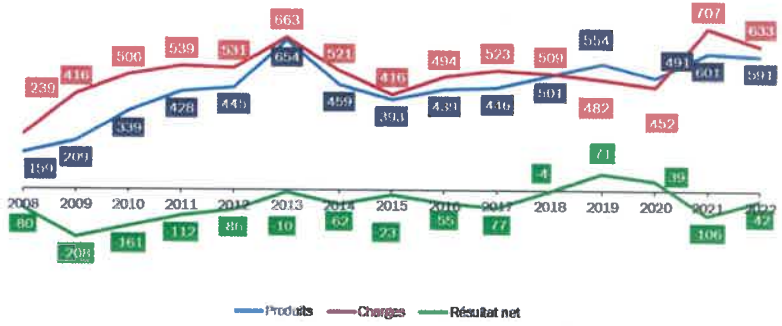
La somme en pied de la colonne « droits du Concédant » de l'inventaire correspond donc plutôt au financement du Concessionnaire restant à récupérer qu'aux droits du Concédant tels qu'ils sont prévus par le plan comptable.

Les montants des droits du Concédant sont donc erronés. Par ailleurs, ces montants des droits du Concédant sont sous-estimés, car comme nous l'avons précédemment indiqué, le Concessionnaire ne valorise pas les remises gratuites.

Il conviendra donc de clarifier cette situation lors des prochains contrôles.

7. La rentabilité des Concessions

Compte d'exploitation en k€
Concession 2005 (2008-2022)

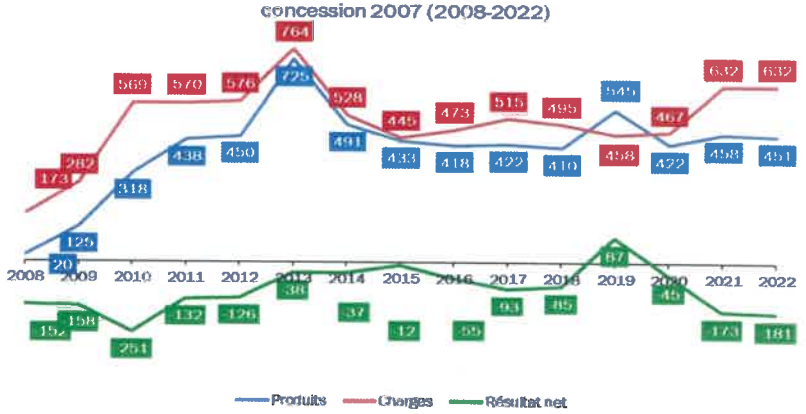


Résultats d'exploitation cumulés :

– 916 k€

En 2022, les résultats d'exploitation de la Concession 2005 sont à nouveau déficitaires, mais moins qu'en 2021 (-42 k€).
Les résultats d'exploitation cumulés sont déficitaires à hauteur de – 916 k€.

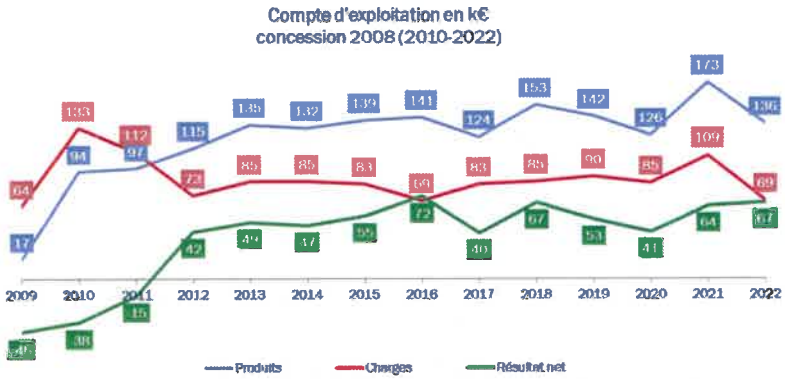
Compte d'exploitation en k€
concession 2007 (2008-2022)



Résultats d'exploitation cumulés :

– -1 451 k€

En 2021, les résultats d'exploitation de la Concession 2007 sont à nouveau fortement déficitaires (-181 k€).
Les résultats d'exploitation cumulés sont très déficitaires à hauteur de - 1 451 k€.



Résultats d'exploitation cumulés :

+ 500 k€

En 2022, les résultats d'exploitation de la Concession 2008 sont bénéficiaires (+67 k€).
Les résultats d'exploitation cumulés sont bénéficiaires à hauteur de 500 k€.

À retenir :

La clause de lissage des prix de vente du gaz propane et la constitution du reliquat à hauteur de :

- Pour la Concession 2005, 171 k€ (171 365 €).
- Pour la Concession 2007, 238 k€ (238 114 €).

Impactent les résultats d'exploitation des Concessions 2005 et 2007 en minorant les produits reçus par le Concessionnaire en 2022.

Cette minoration est ponctuelle puisque le reliquat doit être affecté sur les prix de vente du gaz propane des périodes tarifaires suivantes dans les limites d'évolution du prix de vente fixées par les cahiers des charges (+ 10 % ou -10 % pour la Concession 2005 et +9 et -9 % pour la Concession 2007).

Si artificiellement on réintroduit les reliquats constitués aux produits perçus par le Concessionnaire, les résultats d'exploitation des Concessions 2005 et 2007 seraient bénéficiaires :

	Résultat d'exploitation 2022	Résultat d'exploitation 2022 avec prise en compte du reliquat
Concession 2005	- 42 k€	129 k€
Concession 2007	- 181 k€	58 k€

La pertinence des résultats d'exploitation est à relativiser compte tenu en outre :

- de l'existence de nombreuses charges indirectes dont les données de calcul restent opaques.
- Des reprises exceptionnelles de dotation aux amortissements comptabilisées par le Concessionnaire afin de corriger des erreurs antérieures,

8. Les comptes d'exploitation synthétiques[25]

Concession 2005

Le compte d'exploitation	2019	2020	2021	2022
	Produits en k€			
Ventes d'énergie/abonnements	551	487	598	586
Dont ventes d'énergie	481	415	526	514
Prestations annexes	3	4	2	5
Produits	554	491	601	591
	Charges en k€			
Charges de l'exploitation	82	78	93	81
Dotations aux amortissements	81	84	93	85
Personnel	44	41	43	76
Achats et acheminement d'énergie	266	239	467	402
Dont achats d'énergie	229	200	414	336
Impôts et redevances	10	10	10	10
Charges	482	452	707	633
Résultat	71	39	-106	-42

Concession 2007

Le compte d'exploitation	2019	2020	2021	2022
	Produits en k€			
Ventes d'énergie/abonnements	519	416	451	446
Dont ventes d'énergie	447	341	373	367
Prestations annexes	26	6	8	5
Produits	545	422	458	451
	Charges en k€			
Charges de l'exploitation	88	90	95	92
Dotations aux amortissements	73	75	76	77
Personnel	49	45	48	86
Achats et acheminement d'énergie	236	245	401	364
Dont achats d'énergie	206	208	359	296
Impôts et redevances	12	13	13	14
Charges	458	467	632	632
Résultat	87	45	173	-181

Pour ce qui concerne la Concession 2005, la baisse du chiffre d'affaires de 2 % liée à un effet volume, (année chaude qui a entraîné une baisse des volumes consommés de 16 % malgré une progression des prix unitaires et l'impact du lissage des prix) s'accompagne d'une baisse des charges de 10 %.

La baisse des charges s'explique par :

- une baisse des charges d'achat de gaz,
- une baisse des charges calculées (reprises exceptionnelles).

On note une forte progression des charges de personnel, liée à un chargement de clé de répartition de cette charge indirecte.

Pour ce qui concerne la Concession 2007, on révèle une baisse du chiffre d'affaires (2 %) qui s'accompagne d'une stagnation des charges.

Cette stagnation est la combinaison :

- d'une forte progression des charges de personnel,
- compensée par la baisse des prix d'achat du gaz.

Pour ce qui concerne les Concessions 2005 et 2007, les résultats doivent être appréhendés avec prudence compte tenu de :

- la mise en œuvre de la clause de lissage des prix de vente,
- l'impossibilité de reconstituer les recettes de ventes d'énergie,
- l'existence d'une part importante de charges indirectes, dont les clés de répartition sont opaques, ce qui est notamment le cas pour les charges de personnel et d'achat du gaz. Au terme de la mission de contrôle, l'autorité n'a pas obtenu les éléments permettant de clarifier les modalités de répartition retenues pour ces charges.
- les corrections apportées aux charges calculées réduisent la portée des résultats.

[25] En annexe n° 2, le lecteur trouvera les comptes d'exploitation détaillés.

Concession 2008

Le compte d'exploitation	2019	2020	2021	2022
	Produits en k€			
Ventes d'énergie/abonnements	142	125	171	135
Prestations annexes	2	1	2	1
Produits	145	126	173	136
	Charges en k€			
Charges de l'exploitation	50	45	37	35
Dotations aux amortissements	14	15	34	-25
Personnel	20	19	20	34
Achats et acheminement d'énergie	0	0	13	18
Impôts et redevances	6	6	6	6
Charges	90	85	109	69
Résultat	55	41	64	67

Pour ce qui concerne la Concession 2008, on relève une forte baisse du chiffre d'affaires (-21 %).
Cette baisse est liée à la baisse des volumes acheminés (-27 %).

Elle s'accompagne d'une forte réduction des charges (-36 %). Cette forte diminution des charges est la combinaison :
– d'une forte progression des charges de personnel,
– et d'une correction importante des charges calculées.

Éléments à retenir
Opacité des recettes de ventes d'énergie et de la charge « achat du gaz »
Concession 2005-2007

Opacité des recettes de vente d'énergie => Produits du compte d'exploitation

Les recettes de vente d'énergie déclarées par le Concessionnaire sont la somme des recettes facturées dans l'année et des provisions représentant la part des recettes non facturées de l'année (provisions) auxquelles sont soustraites les provisions de l'année précédente (reprise de provisions).
Il s'agit du mécanisme pendant de celui mis en place pour déterminer le volume annuel consommé (voir p° 12 du présent rapport).

Concession 2005 en k€	2019	2020	2021	2022
Ventes d'énergie facturées n	449	456	493	506
Provisions n	232	190	229	237
Part des provisions/Ventes d'énergie facturées n	52 %	42 %	47 %	47 %
Reprises de Provisions	-200	-232	-191	-229
Ventes d'énergie n (total hors abonnements)	481	415	531	514
Concession 2007 en k€	2019	2020	2021	2020
Ventes d'énergie facturées n	352	435	359	355
Provisions n	290	197	220	228
Part des provisions n/Ventes d'énergie facturées n	82 %	45 %	62 %	62 %
Reprises de Provisions n-1	-196	-290	-203	-212
Ventes d'énergie n (total hors abonnements)	447	341	376	371

Ce mécanisme reste opaque au terme de la mission de contrôle 2023 :

- Le Concédant ne peut reconstituer les recettes qui correspondent aux recettes facturées de vente d'énergie par tarif,
- malgré une clarification partielle, le mécanisme de constitution des provisions doit être clarifié.

Opacité des coûts d'achats d'énergie => Charges du compte d'exploitation

Jusqu'en 2022, la formule de répartition de la charge indirecte d'achat de gaz communiquée par le Concessionnaire était la suivante : Prix ARGUS moyen annuel + Marge Amont) X quantités. Lors de la mission de contrôle, il est apparu que le Concessionnaire avait modifié la formule de répartition de la charge d'achat de gaz sans que cette modification puisse être précisément datée. La formule appliquée en 2022 est la suivante : Prix moyen annuel en €/T x tonnage livré par Concession en T

Ou, le prix moyen annuel en €/T est se calcule comme suit :

= Prix moyen annuel ARGUS + PREMIUM + Résultat de couverture.

Paramètre de la formule en € /T	Contenu
Prix moyen annuel ARGUS	Le prix moyen annuel ARGUS se calcule comme suit : 1) Prix moyen annuel ARGUS en €/T = Somme des coûts mensuel ARGUS de janvier à décembre de l'année N / Tonnage annuel acheté de l'année N ; 2) Le coût du mensuel ARGUS de janvier à décembre de l'année N en € = Prix moyen mensuel ARGUS de janvier à décembre de l'année N en € X par le tonnage mensuel de janvier à décembre de l'année N. Le prix moyen mensuel est égal au cours mensuel du gaz propane CIF ARA Europe du Nord-Ouest NWE publié par l'Argus international LPG (Propane averages) en $/T. il est converti en €/T selon le Taux de change (parités quotidiennes) publié par la banque de France. Le tonnage mensuel acheté correspond au tonnage mensuel acheté par le Concessionnaire. Le tonnage acheté à l'année N est la somme des tonnages mensuels achetés à l'année N.
Prémium	Coûts complémentaires notamment frais de gestion et autres frais.
Stratégie de couverture	Résultat de l'outil de gestion du risque utilisé par le Concessionnaire à court et moyen terme pour le protéger contre des mouvements de marché défavorables.
Prix moyen annuel 2022	564 €/T

BILAN DE LA PARTIE COMPTABLE

POINTS FORTS :

- Les obligations pesant sur le Concessionnaire en termes de communication des données au titre du compte rendu d'activité sont globalement satisfaites.

POINTS EN ATTENTE OU A SURVEILLER :

- L'Autorité concédante relève que les corrections nombreuses et régulières des inventaires comptables, bien qu'indispensables, complexifient la mission de contrôle et interrogent la solidité des procédures d'immobilisation du Concessionnaire.
- La pratique des amortissements reste à parfaire malgré des corrections apportées.
- Pour la troisième année consécutive, les dépenses d'investissements immobilisées restent très limitées. Aucune dépense d'investissements n'a été immobilisée à l'inventaire pour ce qui concerne la Concession 2008. Depuis 2015, les investissements sur cette Concession sont restreints.
- Les résultats des comptes d'exploitation doivent être appréhendés avec prudence.

POINTS NON CONFORMES OU EN ATTENTE RÉCURRENTE :

- L'inscription des valeurs brutes à l'inventaire reste à parfaire (Présence de lignes d'inventaires non valorisées, anomalies concernant la comptabilisation des remises gratuites et absence valorisation des retraits d'ouvrages).
- Le calcul des droits du concédant est erroné.
- Les clés de répartition des charges indirectes restent opaques, notamment pour les charges de personnel et d'achat de gaz.

Annexe n° 1 : Données à maille communale

1. Concession 2005

Nombre d'usagers en 2022	
Saint-Sylvain	27
Molay-Littry	168
Saint-Sever-Calvados (Noues de Sienne)	125
Ver-sur-Mer	20
Dozulé	99
CONCESSION	439

Consommations en GWh en 2022	
Saint-Sylvain	0,4
Molay-Littry	2,5
Saint-Sever-Calvados (Noues de Sienne)	1,9
Ver-sur-Mer	0,2
Dozulé	3,2
CONCESSION	8,1

Valeur brute en 2022 en k€	
Saint-Sylvain	233
Molay-Littry	692
Saint-Sever-Calvados (Noues de Sienne)	636
Ver-sur-Mer	179
Dozulé	426
CONCESSION	2 166

Valeur brute en k€	Réseau	Stockages	Terrains	CONCESSION
Saint-Sylvain	183	40	10	233
Molay-Littry	605	81	6	692
Saint-Sever-Calvados (Noues de Sienne)	532	101	3	636
Ver-sur-Mer	149	30	0	179
Dozulé	342	81	3	426
CONCESSION	1 811	332	23	2 166

Valeur nette en k€	Réseau	Stockages	Terrains	CONCESSION
Saint-Sylvain	89	16	10	115
Molay-Littry	348	37	6	391
Saint-Sever-Calvados (Noues de Sienne)	287	53	3	343
Ver-sur-Mer	75	15	0	90
Dozulé	214	51	0	266
CONCESSION	1 013	172	20	1 205

2. Concession 2007

Nombre d'usagers en 2022	
Saint-Martin de la Lieue	11
Caumont l'Eventé (Caumont sur Aure)	118
Grandcamp Maisy	71
Thury Harcourt (Le Hom)	217
Thaon	55
Noyers Bocage (Val d'Arry)	32
CONCESSION	504

Consommation en GWh en 2022	
Saint-Martin de la Lieue	0,2
Caumont l'Eventé (Caumont sur Aure)	2,7
Grandcamp Maisy	0,6
Thury Harcourt (Le Hom)	2,5
Thaon	0,6
Noyers Bocage (Val d'Arry)	0,6
CONCESSION	7,1

Valeur brute en 2022 en K€	
Saint-Martin de la Lieue	110
Caumont l'Eventé (Caumont sur Aure)	550
Grandcamp Maisy	372
Thury Harcourt (Le Hom)	793
Thaon	202
Noyers Bocage (Val d'Arry)	185
CONCESSION	2 213

Valeur brute en k€	Réseau	Stockages	Terrains	CONCESSION
St Martin de la lieue	82	28	0	110
Caumont l'Eventé (Caumont sur Aure)	445	95	10	550
Grandcamp Maisy	322	51	0	372
Thury Harcourt (Le Hom)	688	105	0	793
Thaon	183	18	1	202
Noyers Bocage (Val d'Arry)	124	61	0	185
CONCESSION	1 845	358	11	2 213

Valeur nette en k€	Réseau	Stockages	Terrains	CONCESSION
St Martin de la lieue	43	16	0	60
Caumont l'Eventé (Caumont sur Aure)	261	66	10	337
Grandcamp Maisy	193	30	0	223
Thury Harcourt (Le Hom)	405	53	0	458
Thaon	89	11	1	101
Noyers Bocage (Val d'Arry)	98	17	0	114
CONCESSION	1 089	193	11	1 293

3. Concession 2008

Nombre d'usagers en 2022	
Cricqueboeuf	15
Mondrainville	37
Grainville sur Odon	118
CONCESSION	170

Consommations en GWh en 2022	
Cricqueboeuf	4,5
Mondrainville	0,4
Grainville sur Odon	1,2
CONCESSION	6,1

Valeur brute en 2022 en K€	
Cricqueboeuf	194
Mondrainville	180
Grainville sur Odon	343
CONCESSION	717

Valeur nette en k€	Réseau
Cricqueboeuf	146
Mondrainville	126
Grainville sur Odon	271
CONCESSION	543

Annexe n° 2 : Les comptes d'exploitation détaillés

1. Concession 2005

		Exercice 2021	Exercice 2022	Part du total	Evolution en %	Evolution en €
Recettes d'exploitation						
Part fixe						
Raccordements	Nombre	667	669			
Clients facturés	Nombre	438	439			
Abonnement (TVA : 5,5%)	€ HT	72 120	71 896	12%	0%	-223
Part variable						
Volume facturé	kWh	9 640 174	8 074 311		-16%	-1 565 863
Energie facturée (TVA : 20%)	€ HT	526 294	514 438	87%	-2%	-11 856
Prestations	€ HT	2 369	4 777	1%	102%	2 408
Total des recettes d'exploitation	€ HT	600 783	591 111		-2%	-9 671
Charges d'exploitation		Exercice 2021	Exercice 2022	Part du total	Evolution en %	Evolution en €
Personnel	€ HT	43 067	75 820	12%	76%	32 753
Sous-traitance exploitation	€ HT	39 758	36 871	6%	-7%	-2 887
Entretien réparation	€ HT	21 290	5 501	1%	-74%	-15 789
Achat de gaz propane	€ HT	414 272	335 532	53%	-19%	-78 740
Acheminement du gaz (transport+distribution)	€ HT	52 569	65 257	10%	24%	12 687
Dotations aux amortissements et provisions	€ HT	84 107	83 665	13%	-1%	-442
Dotations exceptionnelles aux Amortissements *	€ HT	9 364	-18 728	-3%	-300%	-28 092
Redevance d'utilisation du domaine public/privé	€ HT	1 941	1 655	0,3%	-15%	-286
Redevance versée au concédant	€ HT	7 835	8 060	1%	3%	224
Electricité eau	€ HT	5 469	4 721	1%	-14%	-748
Frais de structure	€ HT	26 872	34 050	5%	27%	7 178
Total des charges d'exploitation	€ HT	706 545	633 404		-10%	-73 141
Résultat d'exploitation	€ HT	-105 762	-42 292			63 470

2. Concession 2007

		Exercice 2021	Exercice 2022	Part du total	Evolution en %	Evolution en €
Recettes d'exploitation						
Part fixe						
Raccordements	Nombre	756	755			
Clients facturés	Nombre	507	504			
Abonnement (TVA : 5,5%)	€ HT	77 942	79 561	18%	2%	1 620
Part variable						
Volume facturé	kWh	8 084 465	7 095 847		-12%	-988 618
Energie facturée (TVA : 20%)	€ HT	392 813	386 699	81%	-2%	-6 115
Prestations	€ HT	7 562	4 983	1%	-34%	-2 579
Total des recettes d'exploitation	€ HT	458 317	451 243		-2%	-7 074
Charges d'exploitation		Exercice 2021	Exercice 2022	Part du total	Evolution en %	Evolution en €
Personnel	€ HT	47 542	85 567	14%	80%	38 024
Sous-traitance exploitation	€ HT	46 877	39 189	6%	-16%	-7 688
Entretien réparation	€ HT	12 561	9 456	1%	-25%	-3 105
Achat de gaz propane	€ HT	359 018	296 362	47%	-17%	-62 655
Acheminement du gaz (transport+distribution)	€ HT	41 725	67 777	11%	62%	26 052
Dotations aux amortissements et provisions	€ HT	75 510	77 061	12%	2%	1 552
Dotations exceptionnelles aux Amortissements *		30	-16			-46
Redevance d'utilisation du domaine public/privé	€ HT	1 884	1 774		-6%	-109
Redevance versée au concédant	€ HT	10 954	11 727	2%	7%	773
Electricité eau	€ HT	5 133	4 922	1%	-4%	-211
Frais de structure	€ HT	30 458	38 427	6%	26%	7 970
Total des charges d'exploitation	€ HT	631 691	632 247		0,09%	556
Résultat d'exploitation		-173 374	-181 004			-7 630

3. Concession 2008

		Exercice 2021	Exercice 2022	Part du total	Evolution en %	Evolution en €
Recettes d'exploitation						
Part fixe						
Raccordements	Nombre	303	303			
Clients facturés	Nombre	20	172			
Terme fixe T1, T2, T3	€ HT	53 999	47 344	35%	-12%	-6 655
Part variable						
Volume facturé	kWh	8 320 380	6 072 908		-27%	-2 247 452
Terme proportionnel	€ HT	116 529	87 846	65%	-25%	-28 683
Prestations	€ HT	2 134	587	0%	-72%	-1 548
Total des recettes d'exploitation	€ HT	172 662	136 777		-21%	-36 885
Charges d'exploitation						
Personnel	€ HT	19 523	34 340	58%	76%	14 817
Sous-traitance exploitation	€ HT	17 789	15 202	22%	-15%	-2 587
Entretien réparation	€ HT	6 950	4 153	6%	-40%	-2 797
Acheminement du gaz (transport+distribution)	€ HT	12 570	18 161	26%	44%	5 591
Dotations aux amortissements et provisions	€ HT	14 219	14 278	21%	0%	60
Dotations exceptionnelles aux Amortissements	€ HT	19 398	-38 796	-56%	-300%	-58 194
Redevance d'utilisation du domaine public/privé	€ HT	901	877	1%	-3%	
Redevance versée au concédant	€ HT	4 987	5 218	8%	5%	231
Frais de structure	€ HT	12 207	15 422	22%	26%	3 215
Total des charges d'exploitation	€ HT	108 544	68 856		-37%	-39 689
Résultat d'exploitation		64 118	68 922		7%	2 804